



Universidad Carlos III de Madrid

## **TESIS DOCTORAL**

**Estudio y modelado de la respuesta dinámica de baterías electroquímicas destinadas a las aplicaciones estacionarias**

Autor:

**Manuel García Plaza**

Directores:

**Joaquín Eloy—García Carrasco**  
**Jaime Alonso—Martínez de las Morenas**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Leganés, Noviembre de 2015



# TESIS DOCTORAL

## **Estudio y modelado de la respuesta dinámica de baterías electroquímicas destinadas a las aplicaciones estacionarias.**

Autor: Manuel García Plaza

Directores: Joaquín Eloy—García Carrasco  
Jaime Alonso—Martínez de las Morenas

Firma del Tribunal Calificador:

Firma

Presidente:

Secretaria:

Vocal:

Calificación:

Leganés, Noviembre de 2015





# Resumen

Los sistemas de acumulación energética ofrecen dar solución a múltiples problemas en importantes sectores de la sociedad. En los últimos años ha ido aumentando el número de diferentes oportunidades de aplicación y de servicio que son capaces de proporcionar en las redes eléctricas. Esto se ha visto favorecido por el aumento del porcentaje de energías renovables en el mix eléctrico, ya que mediante la acumulación energética se facilita su integración ante los problemas de su no gestionabilidad.

Esta tesis se centra en el estudio de las aplicaciones estacionarias ofrecidas por los sistemas de acumulación. Tras intentar identificar todas las posibilidades se profundiza en el estudio de aquellas que se consideran más importantes en la actualidad o con una perspectiva de desarrollo a corto plazo. Una vez examinados los principales algoritmos para las aplicaciones seleccionadas, se implementan para el análisis de sus respuestas.

Existen diversos tipos de sistemas de acumulación capaces de cubrir las especificaciones de las aplicaciones estudiadas. Hoy en día, las baterías electroquímicas son las candidatas más extendidas para brindar tales servicios a las redes eléctricas. Se ha considerado imprescindible estudiar los principales parámetros que definen su comportamiento, así como las herramientas de modelado que permiten su simulación y su uso dentro de sistemas más complejos. Se ha hecho hincapié en los parámetros más influyentes de las baterías basadas en electrodos de plomo, níquel y litio. Se ha profundizado en aquellos que son determinantes para las de níquel–cadmio, la tecnología que compone la bancada usada para la implementación de los algoritmos de las aplicaciones estudiadas. Reflejo de ésto es que uno de los efectos más estudiados es el de la histéresis, que es un parámetro significativamente más influyente en las baterías de níquel–cadmio que en el resto de las tecnologías tratadas. Los ensayos de caracterización y de evaluación de los modelos se han llevado a cabo en un banco de ensayos diseñado para tal labor.

Los algoritmos de las aplicaciones estacionarias estudiadas se han implementado en tiempo real en otro banco de ensayos del laboratorio. Sus resultados confirman la validez de los propios algoritmos, así como de las herramientas de modelado. Estas herramientas han permitido inicialmente el diseño de los algoritmos en un ámbito de simulación y posteriormente, en su implementación, la obtención de los parámetros de las baterías necesarios tanto para el algoritmo global que define el nivel superior de control como para los algoritmos de seguridad del sistema y de la propia batería.



# Abstract

Energy storage systems offer a solution to multiple problems in important sectors of the society. Over the past few years, the number of different oportunities of application and services which they are able to provide to the electrical grid has increased. This has been favoured by the increased percentage of renewable energies in the electric mix, considering that energy storage improves its integration regarding its no manageability.

This thesis is centered on the study of stationary applications offered by energy storage systems. After trying to identify all the possibilities, it is delved into the study of those which are considered more important nowadays or with a perspective of development in the short term. Once the main algorithms are examined for the selected applications, they are implemented for the analysis of their responses.

There are various types of energy storage able to cover the specifications of the studied applications. Nowadays, the electrochemical batteries are the most extended candidates to give those services to the electrical grid. It was considered indispensable to study the main parameters that define their behaviour, such as the modelling tools which allow their simulation and their use within the most complex systems. The most influential battery parameters based on electrodes of lead, nickel and lithium have been emphasized. Those which are determining parameters for the nickel–cadmium batteries were studied in depth, as this is the technology used in our laboratory experiments. As a consequence, one of the most studied effects is the effect of hysteresis, which is a parameter significantly more influential in nickel–cadmium batteries than in the rest of the dealt techonologies. The tests of the characterization and evaluation model have been developed in a test bench designed for this work.

The studied algorithms for the stationary applications have been implemented in another real–time laboratory test bench. The results confirm the validity of the algorithms and the modelling tools. These tools have initially allowed the design of algorithms in a simulation environment and afterwards, during their implementation, the estimation of the required battery parametres. These parameters are necessary for the global algorithm, which defines the higher control level, as well as for the security algorithms of both the system and the battery.



# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivos . . . . .	3
1.2. Estructura de la tesis . . . . .	3
<b>2. Conceptos básicos sobre baterías electroquímicas y tecnologías utilizadas</b>	<b>5</b>
2.1. Introducción . . . . .	5
2.2. Voltaje de equilibrio o termodinámico . . . . .	6
2.3. Polarizaciones o caída de tensión . . . . .	9
2.4. Tecnologías y tipo de baterías utilizadas . . . . .	12
2.4.1. Plomo . . . . .	13
2.4.2. Níquel . . . . .	14
2.4.3. Litio . . . . .	16
<b>3. Capacidad y estado de carga</b>	<b>19</b>
3.1. Introducción . . . . .	19
3.1.1. Diferentes términos de capacidad . . . . .	20
3.1.2. Aceptación de carga . . . . .	22
3.2. Modelado del estado de carga . . . . .	25
3.2.1. Modelo estimador del estado de carga . . . . .	27
3.3. Caracterización de eficiencia y capacidad . . . . .	29
3.3.1. Ensayo de caracterización del circuito del estado de carga estándar	30
3.3.2. Ensayo de caracterización de la capacidad in—cargable . . . . .	31
3.3.3. Ensayo de caracterización de la capacidad in—descargable . . . . .	32
3.3.4. Análisis de los parámetros del modelo propuesto . . . . .	33
3.4. Validación del modelo y discusión . . . . .	34
3.4.1. Análisis del error del modelo . . . . .	37
3.5. Conclusiones . . . . .	38
<b>4. Respuesta dinámica de tensión de la batería</b>	<b>41</b>
4.1. Introducción . . . . .	42
4.2. Modelo propuesto de la batería . . . . .	44
4.2.1. Descripción del modelo eléctrico estimador del estado de carga .	44

4.2.2.	Descripción del modelo eléctrico de la histéresis . . . . .	45
4.2.3.	Descripción del modelo eléctrico tensión—corriente . . . . .	49
4.2.4.	Descripción del algoritmo de cálculo del valor de los parámetros . . . . .	50
4.2.5.	Circuito equivalente completo del modelo propuesto . . . . .	51
4.3.	Ensayos de caracterización . . . . .	52
4.3.1.	Ensayo de caracterización del circuito tensión—corriente . . . . .	53
4.3.2.	Ensayo de caracterización del circuito de la histéresis . . . . .	55
4.4.	Validación del modelo y discusión . . . . .	58
4.4.1.	Ensayo evaluador del modelo . . . . .	58
4.4.2.	Análisis del error del modelo . . . . .	59
4.4.3.	Conclusión del análisis . . . . .	63
4.5.	Variaciones térmicas en baterías de níquel—cadmio y su simulación . . . . .	63
4.5.1.	Parámetros del circuito estimador del estado de carga ante diferentes temperaturas ambiente . . . . .	64
4.5.2.	Parámetros del circuito tensión—corriente ante diferentes temperaturas ambiente . . . . .	65
4.5.3.	Parámetros del circuito de la histéresis ante diferentes temperaturas ambiente . . . . .	65
4.5.4.	Análisis del error del modelo . . . . .	67
4.5.5.	Conclusión del análisis . . . . .	69
4.6.	Influencia del efecto de la histéresis en diferentes tecnologías . . . . .	70
4.6.1.	Parámetros del circuito estimador del estado de carga para diferentes tecnologías . . . . .	71
4.6.2.	Parámetros del circuito tensión—corriente para diferentes tecnologías . . . . .	71
4.6.3.	Parámetros del circuito de la histéresis para diferentes tecnologías . . . . .	73
4.6.4.	Análisis del error del modelo . . . . .	73
4.6.5.	Análisis y comparativa de los resultados . . . . .	76
4.6.6.	Conclusión del análisis . . . . .	77
4.7.	Conclusiones . . . . .	77
<b>5.</b>	<b>Límites funcionales de las baterías y cálculo de la potencia disponible</b>	<b>79</b>
5.1.	Introducción . . . . .	79
5.2.	Modelo de la batería utilizado y su caracterización . . . . .	81
5.3.	Potencia máxima de la batería . . . . .	82
5.3.1.	Tensión mínima de la batería para la potencia máxima de descarga . . . . .	85
5.4.	Algoritmos de cálculo . . . . .	85

5.5. Caso de estudio . . . . .	86
5.5.1. Banco de ensayos, bancada de baterías y escenario de trabajo . .	87
5.5.2. Análisis de la respuesta ante el algoritmo propuesto . . . . .	87
5.6. Conclusiones . . . . .	90
<b>6. Aplicaciones del almacenamiento energético en sistemas estacionarios</b>	<b>93</b>
6.1. Sistemas con dispositivos de almacenamiento energético . . . . .	93
6.2. Almacenamiento energético para redes eléctricas . . . . .	94
6.2.1. Descripción de las oportunidades de aplicación del almacenamien- to energético en redes eléctricas . . . . .	96
6.2.2. Aplicaciones energéticas y de potencia . . . . .	98
6.2.3. Perspectiva de utilidad del almacenamiento energético en redes eléctricas . . . . .	99
6.3. Suavizado de pendientes de generación no gestionable con sistemas de almacenamiento energético . . . . .	101
6.3.1. Caso de estudio: Suavizado de pendientes de generación fotovol- taica con baterías . . . . .	102
6.4. Reducción de picos de potencia mediante sistemas de almacenamiento energético . . . . .	107
6.4.1. Caso de estudio: Reducción de picos de potencia en un sistema híbrido con baterías . . . . .	109
6.5. Conclusiones . . . . .	121
<b>7. Conclusiones</b>	<b>123</b>
7.1. Conclusiones generales . . . . .	123
7.2. General conclusions . . . . .	124
7.3. Aportaciones originales . . . . .	126
7.4. Publicaciones derivadas de la tesis . . . . .	126
7.5. Trabajos futuros . . . . .	127
<b>A. Bancos de ensayos utilizados para la obtención de resultados experimentales</b>	<b>129</b>
A.1. Sistema destinado al uso de la bancada de baterías . . . . .	129
A.1.1. Topologías del banco de ensayos utilizadas . . . . .	134
A.2. Sistema destinado a ensayos sobre una celda . . . . .	135
<b>Bibliografía</b>	<b>149</b>





# Índice de figuras

2.1. Esquema de los componentes de una celda electroquímica . . . . .	7
2.2. Polarizaciones de la celda en función de la magnitud de la corriente . . .	12
2.3. Imágenes de las baterías de plomo utilizadas . . . . .	15
2.4. Imágenes de las baterías de níquel utilizadas . . . . .	16
2.5. Imágenes de las baterías de litio utilizadas . . . . .	17
3.1. Relación entre las diferentes definiciones de capacidad . . . . .	22
3.2. Relación entre las eficiencias y las diferentes definiciones de capacidad .	24
3.3. Modelos propuesto y tradicional de la capacidad y del estado de carga .	28
3.4. Ensayo de cálculo de la capacidad in—cargable para $i' = 8,8A$ . . . . .	32
3.5. Ensayo de cálculo de la capacidad in—descargable para $i' = 8,8A$ . . .	33
3.6. Parámetros del modelo propuesto para diferentes magnitudes de corriente	34
3.7. Tensión, corriente y estimación del estado de carga para todos los casos	36
3.8. Error en el cálculo del estado de carga de los modelos tradicional y pro- puesto para todos los casos . . . . .	38
4.1. Modelo eléctrico estimador del estado de carga . . . . .	45
4.2. Curva de contorno de la histéresis junto a un lazo interior de sub—histéresis	46
4.3. Curvas descriptivas del modelo del proceso de la histéresis . . . . .	48
4.4. Modelo eléctrico de la histéresis . . . . .	49
4.5. Modelo eléctrico tensión—corriente . . . . .	49
4.6. Esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros .	51
4.7. Circuito equivalente completo del modelo propuesto junto con el algorit- mo de cálculo del valor de los parámetros . . . . .	52
4.8. Respuesta de la tensión ante un transitorio de corriente . . . . .	54
4.9. Ensayo de caracterización del modelo tensión—corriente para todo el es- tado de carga a lo largo de la carga y descarga . . . . .	54
4.10. Parámetros del circuito tensión—corriente para una batería de níquel—cadmio	56
4.11. Ensayo de caracterización de la histéresis . . . . .	57
4.12. Perfil de corriente utilizado en la validación del modelo . . . . .	58
4.13. Resultados del ensayo evaluador del modelo completo . . . . .	60
4.14. Resultados del ensayo evaluador del caso 1 para las alternativas 2 y 3 .	62

4.15. Esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros incluyendo la variable de temperatura ambiente . . . . .	64
4.16. Parámetros del circuito tensión—corriente para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel—cadmio . . . . .	66
4.17. Parámetro $Ch$ en tres estados de carga iniciales para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel—cadmio . . . . .	66
4.18. Respuesta de la tensión de la celda real y del modelo para todas las alternativas del caso 2 . . . . .	68
4.19. Error medio obtenido para todos los casos y alternativas consideradas .	68
4.20. Respuesta de la tensión de la celda real y del modelo para todas las alternativas para la batería de litio—ion . . . . .	74
4.21. Error medio obtenido para todos los casos y alternativas consideradas .	75
4.22. Comparativa de los datos de caracterización y evaluación del modelo . .	77
5.1. Modelo eléctrico de tensión—corriente usado . . . . .	82
5.2. Relación entre corriente y potencia de la batería . . . . .	83
5.3. Relación entre corriente, resistencia equivalente y potencia de la batería	84
5.4. Resultados de los ensayos evaluadores del método propuesto y del tradicional . . . . .	89
5.5. Potencia de descarga de los ensayos evaluadores del método propuesto y tradicional . . . . .	90
6.1. Esquema del sistema híbrido para el suavizado de pendientes de generación fotovoltaica con baterías . . . . .	103
6.2. Ensayo de suavizado de pendientes de generación fotovoltaica mediante baterías a lo largo de un día entero . . . . .	105
6.3. Pendiente de potencia dependiente del tiempo de mediado . . . . .	106
6.4. Ensayos de suavizado de pendientes de generación fotovoltaica de diferentes tiempos de media . . . . .	107
6.5. Esquema del sistema híbrido para la reducción de picos de potencia con baterías . . . . .	110
6.6. Diagrama de flujo de los posibles estados del sistema híbrido ante el servicio de reducción de potencia . . . . .	114
6.7. Consignas del emulador del sistema híbrido de generación fotovoltaica y carga . . . . .	115
6.8. Ensayo de reducción de picos de potencia mediante baterías a lo largo de 14 horas de un día . . . . .	117
6.9. Ensayo ante exceso de consumo . . . . .	118

6.10. Ensayo ante exceso de generación . . . . .	120
A.1. Esquema simplificado del banco de ensayos . . . . .	130
A.2. Fotografías de los principales elementos del banco de ensayos . . . . .	132
A.3. Estados del convertidor 3 con doble banda de histéresis y franja muerta	133
A.4. Diagrama simplificado de la segunda topología utilizada . . . . .	134
A.5. Diagrama simplificado del banco de ensayos usado en la caracterización de las celdas y respuesta ante diferentes perfiles de corriente . . . . .	135
A.6. Entorno gráfico diseñado y tiempos medios de ejecución . . . . .	136
A.7. Ensayos de caracterización del circuito estimador del estado de carga para todas las tecnologías estudiadas . . . . .	138
A.8. Ensayos de caracterización del circuito tensión—corriente para las celdas Pb—Ac AGM, Pb—Ac Gel y Ni—Cd . . . . .	139
A.9. Ensayos de caracterización del circuito tensión—corriente para las celdas Ni—MH, LiIon y LiPo . . . . .	140
A.10. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Pb—Ac AGM . . . . .	141
A.11. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Pb—Ac Gel . . . . .	142
A.12. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Ni—Cd . . . . .	143
A.13. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Ni—MH . . . . .	144
A.14. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda LiIon . . . . .	145
A.15. Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda LiPo . . . . .	146
A.16. Ensayos de evaluación del modelo indicando el estado de carga inicial para las celdas Pb—Ac AGM, Pb—Ac Gel y Ni—Cd . . . . .	147
A.17. Ensayos de evaluación del modelo indicando el estado de carga inicial para las celdas Ni—MH, LiIon y LiPo . . . . .	148



# Índice de tablas

2.1. Principales parámetros de las baterías utilizadas . . . . .	13
4.1. Resumen de los parámetros del modelo de la histéresis . . . . .	48
4.2. Errores del modelo para los diferentes casos de estudio . . . . .	63
4.3. Parámetro $C_s$ para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel–cadmio . . . . .	65
4.4. Casos de estudio . . . . .	67
4.5. Errores del modelo para las diferentes alternativas . . . . .	69
4.6. Principales parámetros del ensayo de caracterización del circuito estima- dor del estado de carga para diferentes tecnologías . . . . .	71
4.7. Parámetros de comparación obtenidos mediante el ensayo de caracteri- zación del circuito tensión–corriente para las diferentes tecnologías . . .	72
4.8. Principales parámetros del ensayo de caracterización del circuito de la histéresis para las diferentes tecnologías . . . . .	73
4.9. Errores del modelo para las diferentes alternativas y tecnologías . . . . .	76
5.1. Límites operativos de diseño del banco de ensayos de la bancada de ba- terías . . . . .	87
6.1. Oportunidades de aplicación del almacenamiento energético en redes eléctricas. . . . .	95
6.2. Catalogación general de las aplicaciones estacionarias . . . . .	99
A.1. Principales parámetros del banco de ensayos . . . . .	130



# Capítulo 1.

## Introducción

El desarrollo de soluciones innovadoras en el campo de la acumulación energética es un factor fundamental para el crecimiento y la expansión de algunos sectores tructores de nuestra sociedad. Algunos de dichos sectores son las telecomunicaciones, la electrónica de consumo, el transporte y las redes eléctricas que necesitan de la mejora de los sistemas de acumulación para continuar con su crecimiento y progreso.

Las telecomunicaciones y la electrónica de consumo están compuestas de multitud de dispositivos que necesitan autonomía energética. Estos dispositivos demandan sistemas de almacenamiento con mayores densidades energéticas, menores tiempos de carga y mayor vida útil [1].

En el sector transporte se prevé una transformación a través de los vehículos eléctricos e híbridos, los cuales se presentan para dar solución a los problemas que conlleva el uso de combustibles fósiles de forma masiva. Mediante un uso cada vez mayor del motor eléctrico en los vehículos se pretenden reducir las emisiones de gases nocivos y la dependencia energética que conlleva el uso de combustibles basados en el petróleo. Actualmente, el uso de los vehículos eléctricos encuentra ciertas barreras entre las que cabe destacar su baja autonomía y sus largos tiempos de recarga en comparación con los vehículos tradicionales de combustión. Estas barreras han de superarse con nuevas alternativas de acumulación energética y con mejoras en las existentes [2, 3, 4].

Con objetivos similares al sector transporte, el sector de la generación eléctrica busca alternativas a los combustibles fósiles. Como posible solución aparecen las energías renovables y con ellas ciertos problemas derivados de su no gestionabilidad. Para paliar este problema se pueden utilizar sistemas de acumulación energética. Estos permiten una mayor integración de fuentes de energía renovables como la eólica y la fotovoltaica, además de una serie de aplicaciones y servicios destinados a solucionar los diferentes problemas de las redes a las que se conectan [5, 6]. Problemas como pendientes excesivas o magnitudes de potencia superiores a los límites pueden solucionarse con los servicios de suavizado de pendientes y reducción de picos de potencia ofrecidos por un sistema acumulador. Cabe también destacar la importancia de los sistemas de acumulación

energética en redes eléctricas que pretenden pasar de un modelo centralizado a un modelo distribuido. Los sistemas de acumulación se vuelven muchas veces imprescindibles en sistemas que pueden llegar a aislarse de la red, como las micro-redes [7].

Se han propuesto múltiples tecnologías de acumulación energética. En la bibliografía predominan las tecnologías basadas en el bombeo de agua, las sales fundidas, el aire comprimido, los volantes de inercia, los superconductores, los supercondensadores, el hidrógeno y las baterías electroquímicas. No existe un sistema universal que cubra todos los requisitos, puesto que cada sistema tiene unas propiedades particulares y un nivel de desarrollo diferente que las convierten en adecuadas solo para algunas aplicaciones [5, 8, 6].

Cabe subrayar el gran desarrollo de las baterías electroquímicas en las últimas décadas. Su modularidad de potencia, su escalabilidad de energía, su disponibilidad, su amplia gama de tecnologías, la previsión de reducción de costes y sus prestaciones las vuelven uno de los sistemas de acumulación energética más recurridos en las diferentes aplicaciones. La amplia gama está compuesta por miles de tipos, entre los que cabe mencionar las baterías basadas en electrodos de plomo, níquel y litio, baterías de flujo o baterías basadas en sodio [5, 9, 10].

Aunque tradicionalmente las baterías electroquímicas están destinadas a sistemas pequeños, en la actualidad, gracias a su escalabilidad y nuevos modelos, se están utilizando incluso en aplicaciones de medianas y grandes redes eléctricas, donde tradicionalmente se han usado centrales hidroeléctricas de bombeo como medio de acumulación de energía. Su desarrollo está permitiendo aplicaciones y servicios a todas las áreas que componen las redes: generación, transporte y consumo [5, 11].

La estrategia correcta a la hora de ofrecer un servicio o una aplicación parte primero del profundo conocimiento del sistema acumulador usado. El estudio del comportamiento y del funcionamiento de las baterías electroquímicas es un tema multidisciplinar. Para comprender sus características más importantes es necesario analizar diversos efectos de carácter muy diferente. Los principales efectos a tener en cuenta son los eléctricos, los termodinámicos y los cinéticos. El comportamiento de la batería se puede definir por una tensión de equilibrio y por sus variaciones a causa de los procesos de polarización. Estas dos características a su vez dependen de múltiples variables internas y externas como, por ejemplo, la temperatura y la magnitud de corriente [1, 12, 13].

A la hora de utilizar las baterías electroquímicas es muy interesante poder predecir su respuesta y conocer en todo momento sus límites funcionales. Para ello es usual utilizar herramientas de modelado, que están diseñadas para la estimación del comportamiento de la tensión de la batería y para predecir el valor de sus parámetros internos más importantes. Los parámetros internos que debe calcular el modelo dependen de la aplicación y de la tecnología de la batería estudiada. El parámetro más destacable



y que siempre se incluye en las estimaciones del modelo es el estado de carga. Estos modelos son tan complejos y tienen en cuenta tantas variables como sean necesarias para la aplicación destinada [14, 15].

## **1.1. Objetivos**

A continuación se describen los tres objetivos primordiales de la tesis doctoral.

El primer objetivo consiste en el estudio de las características fundamentales y de las propiedades de las baterías electroquímicas basadas en electrodos de plomo, níquel y litio. Este estudio debe permitir el uso de las baterías electroquímicas de forma segura, trabajar con su máximo rendimiento posible y diseñar herramientas para su modelado. Se necesita el diseño de un modelo ejecutable en tiempo real que determine los principales parámetros, como el estado de carga, y los límites funcionales de las baterías. Este modelo se implementa en los sistemas de gestión de las baterías junto con el resto de elementos del control del sistema global. También se pretende conseguir un modelo que estime su tensión ante diferentes variables externas, al que le corresponde predecir el comportamiento de la batería dentro de los modelos compuestos por todos los elementos del sistema real. Los resultados de esta simulación harán posible comprobar los algoritmos diseñados para las aplicaciones de las baterías electroquímicas antes de su implementación.

El segundo objetivo consiste en el desarrollo de estos algoritmos destinándolos a las aplicaciones estacionarias. Previamente, se estima necesario identificar todas las oportunidades de servicio y la aplicación de los sistemas de almacenamiento energético en las redes eléctricas mediante una amplia revisión bibliográfica. Dentro de las aplicaciones identificadas se seleccionan las más destacables para profundizar en los algoritmos propuestos hasta la actualidad. Finalmente, se implementan los algoritmos propuestos dentro de un banco de ensayos para analizar la respuesta del sistema.

El tercer y último objetivo consiste en el diseño y el montaje de los bancos de ensayo necesarios para la implementación de los algoritmos propuestos y para el estudio y la caracterización de las baterías electroquímicas seleccionadas.

## **1.2. Estructura de la tesis**

Esta tesis doctoral está dividida en siete capítulos y un apéndice. En este primer capítulo se introduce el tema de estudio, se plantean los objetivos globales de la tesis y se describe la estructura general de los capítulos.

En el segundo capítulo se explican los conceptos generales de las baterías electroquímicas, los fenómenos que describen la tensión de equilibrio y las polarizaciones, así

como las tecnologías y los tipos de celdas utilizadas a lo largo de la tesis.

En el tercer capítulo se tratan dos parámetros fundamentales de las baterías electroquímicas: la capacidad y el estado de carga, describiendo las diferentes variables involucradas en los procesos de carga y descarga. El siguiente capítulo, el cuarto, expone las principales claves y variables en el modelado de tensión de baterías electroquímicas, haciendo hincapié en el efecto de la histéresis sobre los parámetros del modelo. A lo largo de estos dos capítulos se diseñan diferentes circuitos y ensayos de caracterización para obtener un modelo eléctrico de las baterías electroquímicas.

El quinto capítulo presenta los límites funcionales de las baterías, enfocándose en los algoritmos de cálculo de potencia disponible.

El sexto capítulo cataloga las diferentes aplicaciones de las baterías electroquímicas, centrándose en las aplicaciones estacionarias de las cuales se escogen las más importantes, se estudian en profundidad y se implementan en un sistema real.

Las conclusiones globales, aportaciones originales, publicaciones derivadas de la tesis y los trabajos futuros se enumeran en el capítulo séptimo.

Finalmente, en el apéndice se describen los bancos de ensayo utilizados para la obtención de datos experimentales usados tanto para la caracterización y la evaluación de los modelos propuestos como para el estudio de la respuesta de las aplicaciones estacionarias estudiadas.

## Capítulo 2.

# Conceptos básicos sobre baterías electroquímicas y tecnologías utilizadas

En este capítulo se introducen las nociones necesarias sobre baterías electroquímicas para la comprensión de los temas tratados en la tesis y se especifican las tecnologías de las celdas utilizadas. En la sección 2.1 se describe la configuración básica de una batería electroquímica exponiendo sus conceptos básicos. En la sección 2.2 se explican los procesos termodinámicos que definen la cantidad máxima de energía generada por una batería y la forma de estimar el potencial de equilibrio. El potencial de equilibrio es diferente a la tensión final de la batería a causa de las polarizaciones que se exponen en la sección 2.3. Finalmente, en la sección 2.4 se introducen los tipos de celdas utilizadas en la tesis.

### 2.1. Introducción

Una celda electroquímica es un dispositivo capaz de generar energía eléctrica a partir de reacciones químicas o de provocar reacciones químicas a través de un flujo inducido de energía eléctrica.

Está compuesta por dos electrodos en contacto con un electrolito y aislados por un separador. El electrolito y el separador están diseñados para la conducción de iones y el aislamiento de electrones. Los electrodos se diseñan para la conducción de electrones y son capaces de conducir iones.

Una batería convierte energía química en energía eléctrica en el llamado proceso de descarga mediante reacciones de reducción—oxidación (redox) que suceden en el ánodo y en el cátodo. En el ánodo se produce la reacción química oxidante que libera electrones al circuito externo, mientras que en el cátodo sucede la reacción química de la reducción absorbiendo electrones del circuito externo.

El cátodo y el ánodo son el medio de transferencia de las cargas y albergan los productos necesarios para que tenga lugar la reacción redox. A estos productos se les

conoce como material activo.

Generalmente, los electrolitos están basados en disolventes líquidos y pueden subdividirse en electrolitos acuosos y orgánicos no acuosos. Aunque con menor frecuencia, también es posible encontrar electrolitos sólidos. Los electrolitos acuosos son usualmente sales de ácidos y bases fuertes que están completamente disociadas en soluciones como iones positivos e iones negativos. El electrolito proporciona un camino de conducción iónica para los aniones y cationes, así como una separación física de los electrodos positivo y negativo, necesaria para el funcionamiento de la celda electroquímica. Cada electrolito es estable sólo dentro de ciertos rangos de tensión. Exceder estos límites conlleva su descomposición. El rango de estabilidad de la tensión depende de la composición del electrolito y de su nivel de pureza.

Un sistema simple de potencia electroquímica se denomina celda o elemento y el conjunto serie o paralelo de varias celdas se nombra batería. No obstante, se utiliza comúnmente el término batería, independientemente del número de celdas que contenga.

Se conocen como baterías primarias aquellas que una vez agotado el material activo, no son capaces de volver a recombinarlo para poder utilizarse en otro ciclo. Las baterías secundarias, también conocidas como recargables o acumuladores, son aquellas que sí son capaces de invertir la reacción. Las baterías secundarias convierten la energía eléctrica en energía química en el proceso de carga, y acumulan la energía en forma de material activo [1, 12, 13].

Habitualmente, las baterías recargables tienen menor capacidad energética que las baterías primarias. Los requerimientos adicionales de las recargables y sus mayores tiempos de operación limitan la elección de los materiales químicos y constructivos, que tienen que ser más robustos que los materiales de las baterías primarias [13].

En la figura 2.1 se muestra un esquema con los principales elementos de una batería electroquímica.

## 2.2. Voltaje de equilibrio o termodinámico

El sistema compuesto por los dos electrodos sumergidos en el electrolito permite una reacción electroquímica que produce un flujo de electrones entre el material activo y el circuito externo, así como un flujo de iones entre el material activo y el electrolito.

Las características de almacenamiento energético y de potencia de una conversión de energía electroquímica siguen directamente las formulaciones termodinámicas y cinéticas propias de las reacciones químicas adaptadas a las reacciones electroquímicas. La ecuación básica termodinámica para una transformación electroquímica reversible es

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S, \quad (2.1)$$

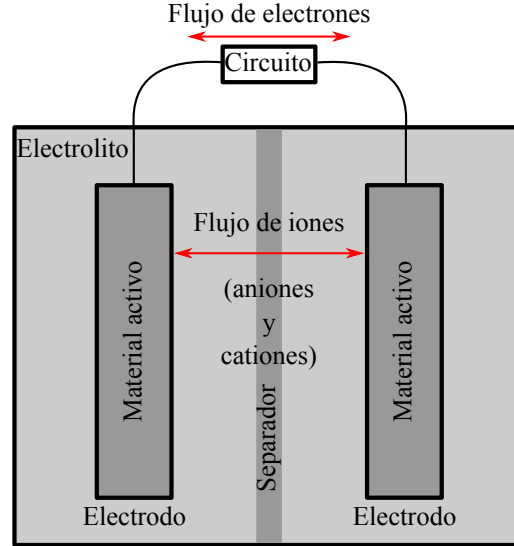


Figura 2.1.: Esquema de los componentes de una celda electroquímica

donde  $\Delta G$  es la energía libre de Gibbs o la energía disponible de una reacción para el trabajo útil;  $\Delta H$  es la entalpía o la energía liberada por la reacción;  $\Delta S$  es la entropía;  $T$  es la temperatura absoluta y  $T \cdot \Delta S$  el calor asociado con la organización/desorganización de materiales. Los términos  $\Delta G$ ,  $\Delta H$  y  $\Delta S$  son funciones de estado y dependen solamente de los materiales y de los estados iniciales y finales de la reacción.

Debido a que  $\Delta G$  representa la energía útil neta disponible a partir de una reacción dada, en términos eléctricos, la energía eléctrica disponible de una reacción en una celda se puede expresar como

$$\Delta G = -n \cdot F \cdot E, \quad (2.2)$$

donde  $n$  es el número de electrones transferidos por un mol de reactivos;  $F$  es la constante de Faraday, que equivale a la cantidad de cargas que se transfiere cuando un peso equivalente del material activo reacciona y  $E$  es el potencial corregido del electrodo característico de la reacción química, es decir, la fuerza electromotriz de la semicelda. El voltaje de la celda es único para cada reacción. La cantidad de electricidad producida  $n \cdot F$  se determina por la cantidad total de los materiales disponibles para la reacción y se considera un factor fundamental de la capacidad de la celda.

La isoterma de van't Hoff identifica la energía libre relacionada en las reacciones químicas y se puede escribir como

$$\Delta G = \Delta G^\circ + R \cdot T \cdot \ln \left( \frac{A_p}{A_R} \right), \quad (2.3)$$

donde  $R$  es la constante de los gases,  $T$  es la temperatura absoluta,  $\Delta G^\circ$  energía de Gibbs estándar y  $A_p$  y  $A_R$  son estrictamente las actividades producidas de los productos y de los reactivos. Comúnmente, en la práctica, las actividades se sustituyen por las concentraciones molares en la mayoría de los cálculos. Combinando las ecuaciones (2.1) y (2.2) con la isoterma de van't Hoff resulta la ecuación de Nernst para reacciones electroquímicas.

La ecuación de Nernst relaciona el potencial del electrodo con las concentraciones de los participantes en una semicelda electroquímica y se puede expresar como sigue

$$E = E^\circ + \left( \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \right) \cdot \ln \left( \frac{A_p}{A_R} \right), \quad (2.4)$$

donde  $E^\circ$  es el potencial de electrodo estándar característico para cada semirreacción, es decir, calculado con las reacciones tabuladas sin corregir por la ecuación de Nernst y dada cuando se tienen los reactivos y los productos en condiciones estándar.

Teniendo en cuenta que la reacción total es la suma de dos semirreacciones, oxidación más reducción, la fuerza electromotriz de la celda se puede expresar como la suma de los potenciales de cada electrodo. Tras alcanzar la estabilidad de las semireacciones, la suma de los potenciales de los electrodos se define como tensión de equilibrio o tensión termodinámica.

En la práctica la tensión de equilibrio en los terminales de la batería se define como la tensión de circuito abierto (*OCV*, *Open Circuit Voltage*). Para poder estimar la tensión de equilibrio similar a la medida de la tensión en circuito abierto de la batería es necesario considerar que todos los efectos de las posibles polarizaciones han desaparecido tras un tiempo suficiente de relajación.

### Intercambio de calor

Los límites de intercambio de calor de las celdas provocan restricciones considerables en su uso. Por ello, es importante considerar los efectos que lo generan.

Suponiendo la reversibilidad termodinámica de la reacción de la celda y con la ayuda de las ecuaciones (2.1) y (2.2), se puede expresar el efecto de calor reversible como

$$\begin{aligned} \Delta G &= -n \cdot F \cdot E = \Delta H - T \cdot \Delta S \\ &= \Delta H - n \cdot F \cdot T \cdot \left( \frac{dE}{dT} \right). \end{aligned} \quad (2.5)$$

Examinando el calor entrópico, si  $dE/dT$  es positiva, las celdas se calientan en la carga y se enfrían en la descarga, caso dado en las baterías níquel–cadmio. Si  $dE/dT$  es negativo, las celdas se enfrían en la carga y se calientan en la descarga, situación dada en las baterías de plomo–ácido.

En general, el calor entrópico se considera insignificante en comparación con el calor liberado de forma irreversible en los procesos de polarización explicados en la sección 2.3.

El comportamiento irreversible se manifiesta como una desviación de la tensión de equilibrio. En este caso, el calor generado por el sistema se expresa mediante una ecuación en la que se relacionan la tensión final de la celda  $v$  y la tensión de circuito abierto. Finalmente, se expresa el calor total liberado  $Q$ , incluyendo el calor termodinámico reversible y el calor liberado irreversible por el efecto Joule, durante la carga o descarga a una magnitud de corriente concreta  $i$ , en un intervalo de tiempo  $\Delta t$  como

$$Q = T \cdot \Delta S + i \cdot (OCV - v) \cdot \Delta t. \quad (2.6)$$

Este calor se libera dentro de la batería, la mayoría en la superficie de las estructuras de electrodo donde ocurre la reacción. La liberación de calor no se considera un problema para las aplicaciones con una baja magnitud de corriente, sin embargo, las baterías con una alta magnitud deben prever la disipación de calor. El fracaso para disipar el calor adecuadamente puede conducir a la fuga térmica y a otras situaciones catastróficas [1, 12, 13].

La fuga térmica (*thermal runaway*) es un evento que se produce cuando la reacción del electrodo con el electrolito se convierte en autocatalítico [13]. Se produce cuando la capacidad de disipación de calor es menor que el calor generado por la celda, lo que conlleva un aumento continuo de la temperatura. El aumento de la temperatura agrava la situación al provocar un incremento de la corriente. Esta situación puede conducir a la destrucción de la batería y es responsable de muchos incidentes de seguridad y de incendios asociados a las operaciones de la batería. En las baterías de litio la fuga térmica es un evento altamente destructivo que puede llevar a la fusión del litio.

## 2.3. Polarizaciones o caída de tensión

El término polarización se refiere a la desviación del potencial del electrodo cuando fluye una corriente por la batería. Esta caída de tensión es conocida como la polarización del electrodo, sobretensión o sobrevoltaje, y es debida a las limitaciones cinéticas de las reacciones [12, 13].

La cinética de las reacciones electroquímicas sigue las mismas consideraciones generales de las reacciones químicas. El mecanismo detallado de las reacciones del electrodo de la batería a menudo implica una serie de pasos de características físicas, químicas y electroquímicas, incluyendo reacciones de transferencia y de transporte de carga. Las magnitudes de estos pasos individuales determinan la cinética del electrodo y, por tanto,

de la celda. El efecto de las polarizaciones puede dividirse en distintas categorías. La falta de una catalogación fija se debe a la dificultad de determinar cuánto está influyendo una polarización respecto al resto en un determinado proceso. Una catalogación extendida es aquella que divide los efectos de las polarizaciones en tres categorías: resistiva, de activación y de concentración [13, 16].

- La polarización resistiva u óhmica surge de la resistencia del electrolito, del diluyente conductor, de los materiales de construcción de los electrodos, de los colectores de corriente y de los terminales. Asimismo, hay que considerar la resistencia del contacto entre las partículas del material activo con el diluyente conductor o de la película resistiva sobre la superficie del electrodo. La polarización óhmica aparece y desaparece instantáneamente ( $\leq 10^{-6}$  segundos) con el flujo de la corriente. El efecto de la polarización óhmica sigue la respuesta lineal de la ley de Ohm entre las partes resistivas y la corriente [13].
- La polarización de activación está relacionada con la velocidad de transferencia de electrones de las reacciones electroquímicas redox, que tienen lugar en la interfaz electrodo—electrolito del ánodo y del cátodo. La polarización de activación es la diferencia de potencial por encima del valor de equilibrio necesaria para producir una corriente y es dependiente de la energía de activación de la reacción redox. A mayor magnitud de corriente, mayor es la caída de tensión. Se trata de un efecto rápido sucedido ante una variación en la magnitud de corriente detectable en un marco de tiempo de  $10^{-2}$  a  $10^{-4}$  segundos. Esta polarización es más pronunciada para los procesos que dan como resultado productos gaseosos, ya que las cinéticas del proceso de la evolución del gas son complejas y lentas [12, 13].

A lo largo de los procesos de carga y descarga se producen reacciones parásitas que pueden generar gases. Dentro de un funcionamiento normal, estas reacciones se pueden considerar no críticas. En cambio, en procesos de sobrecarga o sobredescarga donde la batería tiene la mayoría del material activo consumido se aumenta la gasificación y puede acarrear situaciones de peligro. Otro caso donde la batería puede generar nuevos compuestos se da cuando se le fuerza a trabajar fuera de sus niveles de tensión termodinámicos. En ese momento la reacción se vuelve inestable y pueden ocurrir nuevas reacciones irreversibles. Todos estos eventos pueden dañar el material activo y reducir la capacidad o hacer que el sistema deje de funcionar. Las baterías de plomo—ácido, níquel—cadmio y níquel—metal hidruro se diseñan para permitir la recombinación de oxígeno mediante capacidades diferentes en sus electrodos y válvulas de regulación [13, 17]. Incluso se pueden utilizar controles electrónicos para controlar la carga y descarga dentro de los límites seguros. Estos controles son típicos de los sistemas de seguridad de



celdas de litio, donde una tensión fuera de su rango seguro de operación puede causar cambios irreversibles en su estructura y dañar la operatividad de la celda [13].

- La polarización de la concentración se debe a las limitaciones de transporte de masa durante el funcionamiento de la celda. Abarca una gran variedad de fenómenos, pero todos implican el agotamiento de los mecanismos de transporte de carga en la superficie del electrodo, es decir, la disponibilidad de las especies activas en los cambios en la interfaz electrodo—electrolito. El efecto de la polarización de concentración es relativamente lento y empieza a efectuarse en periodos  $\geq 10^{-2}$  segundos. Los principales mecanismos mediante los cuales se consigue ese transporte son la migración, la convección y la difusión. Si alguno o varios de los anteriores no son efectivos para el transporte puede provocarse la polarización mencionada. La migración es el movimiento de los iones a través de la disolución como resultado de la atracción electrostática entre los electrodos y los iones. La convección es el transporte de iones o de moléculas a través de una disolución como resultado de la agitación, la vibración o los gradientes de temperatura. La difusión es el movimiento de una especie química bajo la influencia de un gradiente de concentración. Es el proceso que causa que los iones o las moléculas se desplacen desde una región de mayor concentración de una disolución hacia otra región más diluida [1, 12, 13].

La dependencia de la polarización según la magnitud de la corriente y por consiguiente de la caída de tensión, se traduce en una dependencia del material activo alcanzable en la descarga en función de la magnitud de corriente (*rate capacity effect*). La relativa lentitud de los procesos de difusión y su dependencia con el historial del perfil del flujo de corriente se traduce en una dependencia de la polarización de concentración con los tiempos de reposo. Los tiempos de reposo se entienden como flujos de corriente de menor magnitud que permiten un aumento de la concentración de las especies. La magnitud de la caída de tensión es dependiente de la polarización de concentración y, consecuentemente, los procesos de difusión definen la dinámica de la recuperación del material activo susceptible de ser usado. Este proceso se define como efecto dinámico de recuperación de capacidad (*recovery effects*) [18, 19, 20]. Ciertas consecuencias de estos efectos son tratados en el siguiente capítulo.

En la figura 2.2 se aprecia el efecto de las tres polarizaciones sobre la tensión de una celda electroquímica en función de la magnitud de la corriente de descarga ante una misma cantidad de material activo. La tensión de operación dibuja nuevas curvas para las situaciones donde la cantidad del material activo sea diferente, aumentando las polarizaciones para niveles de material activo menores.

Los factores que influyen sobre la polarización son el tamaño, forma y composición

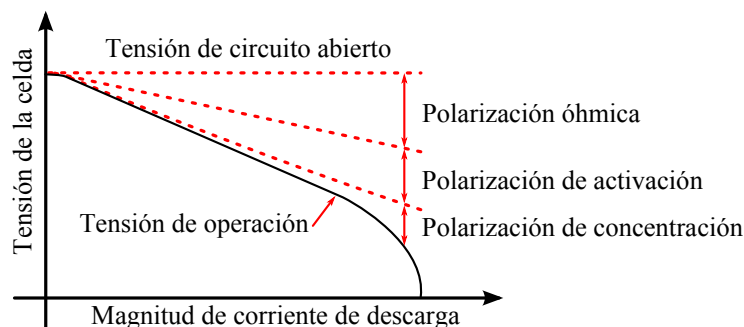


Figura 2.2.: Polarizaciones de la celda en función de la magnitud de la corriente

del electrodo; la composición de la disolución del electrolito; la temperatura y velocidad de la agitación; el nivel de corriente y el estado físico de las especies químicas que participan en la reacción [12]. Varios de estos factores están significativamente influidos por el estado de salud de la batería (*SOH*, *State Of Health*). La evaluación del estado de salud y su influencia sobre las polarizaciones, la tensión de equilibrio y el material activo susceptible de ser descargado es un tema complejo y en desarrollo. El estado de salud y su influencia en los parámetros de las baterías no se tratarán en esta tesis.

## 2.4. Tecnologías y tipo de baterías utilizadas

A pesar de que las tecnologías de almacenamiento energético basadas en baterías electroquímicas existen desde hace más de doscientos años, se han desarrollado de forma notable en las últimas décadas, debido fundamentalmente a su creciente uso. El objetivo de las investigaciones ha ido dirigido a proponer diseños basados en nuevas tecnologías y en el aumento de la eficiencia de las tecnologías ya existentes. Hay que considerar que la mejora del rendimiento de las baterías tiene límites teóricos debido a las propiedades de los materiales involucrados. Las polarizaciones tienen destacable importancia para determinar el rendimiento de la batería y, por lo tanto, es un factor clave en cualquier investigación sobre las mejoras de eficiencia. Cada tecnología tiene sus propias propiedades de densidad energética y de potencia [1, 13, 21].

Sólo algunos de los miles de sistemas de baterías propuestos se han comercializado. Existe un conjunto de criterios establecidos para considerar adecuada una batería. Muy pocas combinaciones pueden cumplir con todos los criterios. El hecho de que dos de los principales sistemas de baterías introducidos hace más de cien años, plomo—ácido en baterías recargables y dióxido de zinc—manganeso en primarias se sigan manteniendo como los sistemas más extendidos de su categoría es indicativo de ello [13].

Según el uso actual y tradicional de las baterías, los tipos de tecnologías más importantes de baterías electroquímicas secundarias son las basadas en plomo, níquel y litio.

Tecnología	Símbolo	Capacidad nominal, $C_n$ (Ah)	Voltaje nominal (V)	Precio unitario (€)	Peso (kg)
Plomo—ácido AGM	Pb—Ac AGM	2,50	2	9,94	0,178
Plomo—ácido gel	Pb—Ac Gel	10,00	2	30,30	0,700
Níquel—cadmio	Ni—Cd	11,00	1,2	34,8	1,000
Níquel—metal hidruro	Ni—MH	2,85	1,2	3,78	0,031
Litio—ion	LiIon	2,15	3,7	11,51	0,044
Litio—ion polímero	LiPo	1,10	3,7	16,12	0,023

Tabla 2.1.: Principales parámetros de las baterías utilizadas

Esto es evidente por el alto porcentaje que abarcan en el mercado [1, 13]. La presente tesis ha centrado su estudio sobre seis diferentes celdas comerciales de tecnologías plomo—ácido AGM, plomo—ácido Gel, níquel—cadmio, níquel—metal hidruro, litio—ion y litio—ion polímero. Cabe destacar que la celda más utilizada es la basada en la tecnología níquel—cadmio, de la cual se tenía disponible una bancada de 210 celdas en serie del mismo tipo.

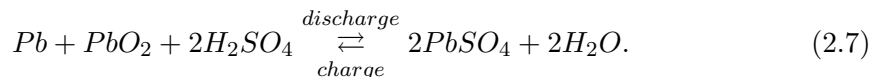
Con el fin de presentar las celdas, se introducen sus características principales de forma breve. En la tabla 2.1 se resumen los parámetros más importantes facilitados por los fabricantes.

### 2.4.1. Plomo

La primera celda de plomo—ácido (Pb—Ac) se introdujo por Gaston Planté en 1859. Con algunas modificaciones del diseño original, las baterías de plomo—ácido se mantienen como una de las tecnologías más comunes y dominan el mercado de recargables. Los electrodos son de plomo y óxido de plomo sumergido en un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. Debido a los compuestos pesados de los electrodos y el electrolito, la energía específica es baja. Resulta fácil su sulfatación a causa de múltiples procesos fuera de los estipulados, como descargas profundas o procesos con magnitudes excesivas de corriente, que provocan un descenso significativo de su vida útil. Igualmente destaca su descenso de rendimiento a altas temperaturas. Sin embargo, la tecnología de plomo—ácido se ha usado de forma tradicional en aplicaciones estacionarias y de automoción como baterías de arranque, luz y encendido (*SLI*, *starting lighting ignition*), como fuerza electromotriz para carretillas elevadoras y similares y para sistemas de alimentación interrumpida (*UPS*, *uninterruptible power supply*). Tienen bajo coste y a través de su procesos de reciclado se consideran de bajo impacto medioambiental.

Según *Battery Council International Incorporation*, el 98 % de las baterías de plomo en los Estados Unidos se reciclan [13, 22].

Todas las baterías de plomo—ácido se basan en la misma reacción química, como la original celda de Planté, la cual se puede expresar como



En 1960 se introducen comercialmente las baterías de plomo—ácido reguladas por válvula (*VRLA*, *Valvule—Regulated Lead—Acid*) [23], también conocidas como baterías selladas o libres de mantenimiento. Las baterías selladas están presentes en otras tecnologías como níquel—cadmio. Este tipo de baterías incluye una válvula que impide el derramamiento del electrolito y las fugas por evaporación o gasificación del mismo, aumentando la vida de las celdas y disminuyendo la necesidad de mantenimiento. Estas válvulas son capaces de evacuar el gas ante un exceso de presión evitando la rotura del recipiente. La ventaja principal es que permiten la recombinación del oxígeno en los procesos de sobrecarga controlados [17].

Hay dos tipos fundamentales de baterías de plomo—ácido *VRLA*: aquellas que contienen el electrolito en una malla de fibra de vidrio llamado separador de vidrio absorbente (*AGM*, *Absorbed Glass Mat*) o endurecido con sílice que resulta en una estructura similar a un gel. Las baterías de gel sufren menos evaporación, tienen mayor vida útil y estabilidad de tensión, soportan mejor las descargas profundas, las vibraciones y las altas temperaturas, pero por regla general, son más caras.

En la tesis se ha trabajado con las siguientes baterías de plomo:

- Batería de plomo—ácido *AGM*, del fabricante EnerSys, modelo Cyclon D, mostrada en la figura 2.3a.
- Batería de plomo—ácido Gel, del fabricante Sonnenschein, modelo A502/10 S, mostrada en la figura 2.3b.

### 2.4.2. Níquel

Las baterías de níquel—cadmio (Ni—Cd) fueron las primeras baterías pequeñas recargables selladas. Como su nombre indica, sus electrodos son de cadmio y níquel, los cuales están sumergidos en un electrolito alcalino (KOH) que no interviene en la reacción química. Cuentan con excelentes capacidades a baja temperatura y a altas magnitudes de corriente. Es una tecnología muy común para los sistemas portátiles debido a su bajo precio comparada con otras tecnologías de baterías alcalinas. Destacan por ser resistentes a maltratos mecánicos, eléctricos y térmicos y por requerir poco mantenimiento o

#### 2.4. Tecnologías y tipo de baterías utilizadas



(a) Plomo-ácido AGM



(b) Plomo-ácido Gel

Figura 2.3.: Imágenes de las baterías de plomo utilizadas

ninguno. Durante mucho tiempo se han considerado como la única opción para herramientas eléctricas y se eligieron para los primeros teléfonos y ordenadores portátiles. Se conocen por sufrir el efecto memoria que consiste en la pérdida de capacidad al funcionar a ciclos parciales de carga y descarga. Este efecto es reversible mediante descargas completas a menores tensiones de corte [17]. Las baterías de níquel—cadmio han tenido una gran importancia en la última década, pero en la actualidad se están sustituyendo por otras tecnologías a causa del efecto medioambiental que produce el vertido del cadmio. Estas se están reemplazando mayormente por baterías de tecnología níquel—metal hidruro y litio—ion [1, 13, 24]. La reacción (2.8) describe el comportamiento de las baterías de níquel—cadmio utilizadas.

La disponibilidad de aleaciones metálicas estables para el almacenamiento de hidrógeno ha permitido la creación de las baterías de níquel-metal hidruro (Ni-MH). La aleación metálica  $M$ , usada para el almacenamiento de hidrógeno en el electrodo negativo mediante la inserción de protones, ha sustituido al cadmio de las baterías de níquel-cadmio.

Aunque sufren mayor auto—descarga, son más caras y tienen peores características ante bajas temperaturas y ante grandes magnitudes de corriente, las baterías níquel—metal hidruro sustituyen a las de níquel—cadmio, sobre todo en las aplicaciones portátiles, fundamentalmente por su mayor densidad energética. Hoy en día, son las predilectas para los vehículos híbridos y empiezan a ser aplicadas en las herramientas eléctricas [1, 13]. Su proceso químico global se representa en la reacción (2.9).

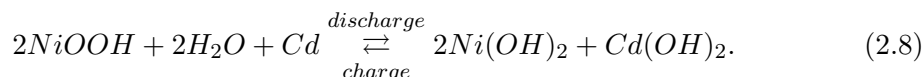
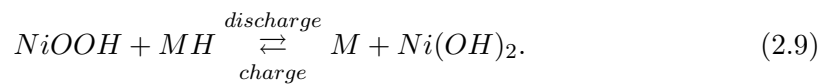




Figura 2.4.: Imágenes de las baterías de níquel utilizadas



En esta tesis se ha trabajado con las siguientes baterías de níquel:

- Batería de níquel—cadmio, del fabricante Saft, modelo SPH11, mostrada en la figura 2.4a.
- Batería de níquel—metal hidruro, del fabricante Ansmann, modelo AA—2850mAh, mostrada en la figura 2.4b.

### 2.4.3. Litio

Sony presentó las baterías de litio—ion (LiIon) en 1991. Desde su introducción, el desarrollo de esta tecnología se impulsó por la demanda de mayores prestaciones para los dispositivos electrónicos portátiles como los teléfonos y los ordenadores portátiles. Este impulso ha permitido que su capacidad haya aumentado más del doble desde su aparición. En el presente, las baterías de litio—ion, que reemplazan a las baterías de níquel—metal hidruro, son las dominantes en las aplicaciones de electrónica de consumo. Empieza a reemplazar a la batería níquel—metal hidruro en las aplicaciones de vehículos híbridos y se plantean como la mejor opción para los vehículos eléctricos. Esto se debe a las propiedades destacables de las baterías de litio, las cuales tienen mayores eficiencias, mayor energía específica, pueden trabajar a mayores magnitudes de corriente y sufren de baja auto—descarga. El principal inconveniente es su debilidad en los procesos de sobrecarga y sobredescarga. Esto obliga a incorporar sistemas de protección, que junto al alto precio del litio, convierte a este tipo de batería en una de las más caras. Las baterías de litio pueden catalogarse según el compuesto del ánodo, cátodo y electrolito.

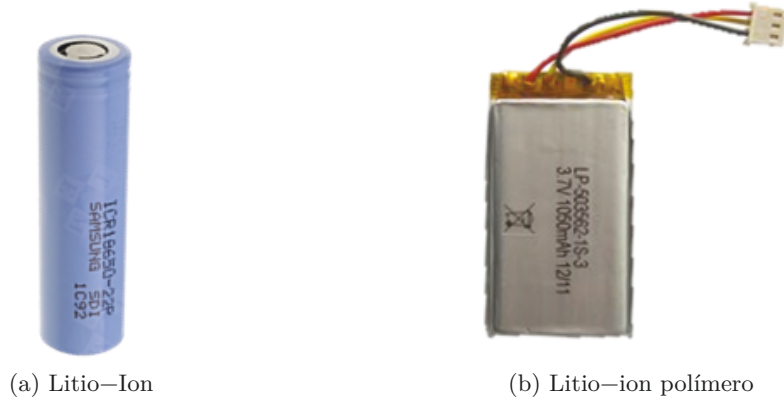
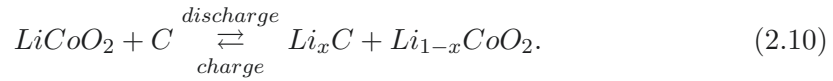


Figura 2.5.: Imágenes de las baterías de litio utilizadas

A las baterías cuyo ánodo definen las baterías de litio—ion es común nombrarlas según la composición del cátodo. Por lo general, los electrodos positivos son hechos de un material óxido y los negativos de carbono como el grafito. Los diferentes materiales de los electrodos afectan al comportamiento de la celda. Las baterías de litio—ion de cátodo formado por  $LiCoO_2$  son las más populares y además, son las que se han utilizado en esta tesis. Estas a su vez pueden presentarse con electrolitos líquidos no acuosos o electrolitos formados por polímeros o geles. A este último tipo se les denomina baterías de polímeros de litio, litio—ion polímero (LiPo) [1, 13, 25, 26].

El proceso químico global se puede representar como



Al igual que en las baterías níquel—metal hidruro, tanto el ánodo como el cátodo siguen un mecanismo de inserción. Sin embargo, en lugar de protones se insertan cationes de litio. La utilización de nuevos materiales para el ánodo y cátodo mantiene la promesa de duplicar el rendimiento actual en los próximos diez años. El desarrollo de nuevos diseños de las baterías de litio—ion va dirigido sobre todo a dos propósitos diferentes, mayores densidades energéticas y menores costes [13].

En esta tesis se ha trabajado con las siguientes baterías de litio:

- Batería de litio—ion, del fabricante Samsung, modelo ICR18650—22P, mostrada en la figura 2.5a.
- Batería de litio—ion polímero, del fabricante BAK, modelo LP—503562—1S—3, mostrada en la figura 2.5b.





## Capítulo 3.

### Capacidad y estado de carga

En la primera sección del presente capítulo se tratan dos variables fundamentales de las baterías electroquímicas: las diferentes definiciones de capacidad y las eficiencias involucradas en los procesos de carga y de descarga. En la sección 3.2 se propone un modelado del estado de carga que estima independientemente los efectos de capacidad in—descargable, capacidad in—cargable y la pérdida real de cargas. Este modelo utiliza dos definiciones de estado de carga: estándar y disponible. En la sección 3.3 se propone un proceso de caracterización del modelo y se calculan los parámetros para una batería de níquel—cadmio. El modelo se valida experimentalmente mediante cuatro casos de estudio presentados en la sección 3.4, donde se analiza la respuesta del modelo cuando se estima el estado de carga de una celda y de una bancada de 210 celdas en serie de tecnología níquel—cadmio. Finalmente, en la sección 3.5 se presentan las conclusiones del capítulo.

#### 3.1. Introducción

El objetivo principal de este capítulo es el diseño de un modelo capaz de predecir el tiempo restante de abastecimiento de energía por parte de la batería utilizada. El parámetro usado para este fin es el estado de carga (*SOC*, *state of charge*), que hace referencia a la cantidad de material activo cargado respecto a la cantidad máxima que se considera posible. Esta cantidad máxima se denomina capacidad. El estado de carga y la capacidad están lejos de ser dos parámetros sencillos y fáciles de definir, siendo temas muy estudiados y ampliamente referenciados en la bibliografía.

Se ha diseñado un modelo similar a los existentes, recalcando diferentes términos de capacidad y eficiencia. Éste está basado en los modelos tradicionales que estudian el efecto de la magnitud de corriente de descarga en la capacidad disponible (*rate capacity effect*). Se pretende un modelo fidedigno con una nueva formulación que sea más representativo de las zonas usadas del material activo.

Este modelo se compara con otro que no tiene en cuenta el efecto de la magnitud

de corriente en la capacidad disponible y se estima el aumento en la precisión. No se pretende competir en precisión con los novedosos modelos que consideran otros efectos muy significativos en la capacidad, como aquellos que incorporan modelos de los procesos de difusión y, en consecuencia, de la dinámica de recuperación de la capacidad (*recovery effects*).

Esta nueva formulación puede ser el punto de partida para modelos más complejos que estudian todos los efectos que intervienen en el cálculo de la capacidad disponible. Asimismo, puede ser de utilidad para profundizar en la comprensión de los términos de capacidad y del estado de carga.

El estado de carga es uno de los parámetros más importantes [27] y siempre se incluye en los sistemas de gestión de las baterías (*BMS*, *battery management system*) [28]. Se considera uno de los parámetros decisivos en los vehículos eléctricos [29]. Hay una gran variedad de metodologías y de algoritmos para el pronóstico del estado de carga [27, 30] y una variedad de formas de incluir estos algoritmos dentro de los modelos de baterías más complejos [14].

El estado de carga no tiene que ser necesariamente representativo de la cantidad de carga que vamos a poder extraer de la batería con las variables actuales y con los requisitos del sistema, sino que puede hacer referencia a otras secciones de material activo, es decir, el estado de carga puede ser proporcional a diferentes capacidades de la batería. En este capítulo, se propone un modelo donde son simuladas las diferentes definiciones de capacidad que dan como resultado dos medidas diferentes de estado de carga.

Para una correcta evaluación del estado de carga se necesita una clara definición de ciertas variables involucradas en su cálculo, variables como la capacidad y la aceptación de carga [17]. Por ello, estos temas son abordados antes de tratar el modelo propuesto.

#### 3.1.1. Diferentes términos de capacidad

La cantidad total de material activo en una celda se conoce como capacidad teórica o de fabricante ( $C_m$ , *manufactured capacity*). Ésta expresa la cantidad total de flujo de cargas involucradas en la reacción electroquímica y se cuantifica en términos de culombios o amperios—hora ( $Ah$ ). Este valor se asocia directamente con la cantidad de electricidad máxima teórica que podría ser obtenida del material activo [1].

La capacidad estándar ( $C_s$ , *standard capacity*) mide la capacidad total de una celda que puede almacenar y descargar en un proceso llevado a cabo dentro de un conjunto de condiciones estándar.

Este conjunto de condiciones definen las magnitudes de corriente estándar en la carga y en la descarga y la temperatura ambiente a la que debe estar la celda durante estos

procesos. Asimismo, definen los métodos de detección del final de carga y de descarga. Como método de detección del final de descarga se utiliza ampliamente la detección de la tensión de corte (*cutoff voltage*), también conocida como tensión de final de descarga (*EODV, End Of Discharge Voltage*). El valor de la capacidad estándar puede estar en cualquier lugar dentro de los límites de la capacidad teórica [17], es decir, el material activo que representa la capacidad estándar puede ser cualquier porción del material activo representado por la capacidad teórica.

Cuando las condiciones estándar se fijan por el fabricante para una celda de una tecnología y de un modelo concreto, la capacidad estándar se conoce como capacidad nominal  $C_n$ . El valor de esta capacidad es el valor mínimo que debe disponer una celda nueva siempre que se cumpla con las especificaciones del fabricante.

En el momento en que alguna condición difiere de la estándar, la capacidad de la celda puede cambiar. La cantidad de carga almacenada en un proceso de carga no estándar se define como capacidad actual  $C_a$ . Se usan de forma habitual procesos de carga fuera de las especificaciones estándar, por ejemplo, en situaciones con límites de carga por tiempos menores que los especificados o por operaciones en estado de carga parcial (*PSOC, Partial State Of Charge*) [31]. Esta situación se verá en ciertas aplicaciones estacionarias estudiadas en la sección 6.3. Todas las cargas almacenadas en la capacidad actual podrán ser descargadas mediante el proceso estándar de descarga [17].

Existen diversas metodologías de detección del final de carga que atienden sobre todo a características de seguridad y a la aplicación a la que se destina. A lo largo de la tesis se han utilizado tres técnicas diferentes de detección de final de carga: por tiempo, por detección del punto de inflexión de la tensión y por detección de la tensión de final de carga (*EOCV, End Of Charge Voltage*).

Si el proceso de descarga sucede fuera de las condiciones estándar, la capacidad descargada máxima puede ser diferente a la capacidad actual. A esta capacidad se le llama capacidad disponible ( $C_{av}$ , *available capacity*) [31]. Es habitual que la tensión de final de descarga sea diferente de la estándar a causa de una nueva tensión requerida por el sistema ( $RAV$ , *Required Application Voltage*), aunque esta tensión nunca es inferior a la tensión de inversión de polaridad de la celda ( $CPRV$ , *Cell Polarity Reversal Voltage*) [1, 17].

En la figura 3.1 se muestra la distribución de las diferentes capacidades definidas donde podemos observar como cada capacidad representa porciones del material activo distintos, siempre dentro de los límites de la capacidad teórica.

Según la definición de la capacidad disponible, la celda puede almacenar una cantidad de capacidad que no es capaz de descargar en las condiciones actuales. A esta capacidad no usada se le llama capacidad in—descargable ( $C_{ud}$ , *undischarged capacity*). Por lo tanto, de la figura 3.1 se deduce que

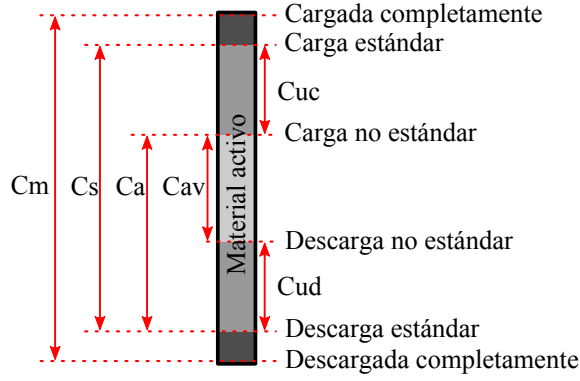


Figura 3.1.: Relación entre las diferentes definiciones de capacidad

$$Ca = Cav + Cud. \quad (3.1)$$

Para un proceso de carga estándar finalizado, la capacidad actual es igual a la capacidad estándar, en cambio, el proceso de carga en condiciones no estándar puede finalizar dejando una parte de la capacidad no cargada. A esta capacidad se le denominará capacidad in—cargable ( $Cuc$ , *uncharged capacity*). De nuevo de la figura 3.1 se deduce que

$$Cs = Ca + Cuc. \quad (3.2)$$

Finalmente, la capacidad disponible se calcula restando las capacidades in—descargable e in—cargable de la capacidad estándar [32]. La expresión que relaciona las capacidades estándar y disponible es

$$Cav = Cs - Cuc - Cud. \quad (3.3)$$

Las variables que más afectan a la capacidad disponible son la magnitud de la corriente y la temperatura. Doerffel en [33] estudia la dependencia de la capacidad ante estas variables y hace una revisión de la ecuación de Peukert [34].

### 3.1.2. Aceptación de carga

El término de aceptación de carga ( $\eta_{ca}$ , *charge acceptance*), que caracteriza la eficiencia del proceso de carga, es la relación de la capacidad descargada entre la carga inyectada [17]. En el proceso de carga, no toda la energía inyectada se almacena o se podrá usar más tarde. Parte de esta energía se convierte en material activo que podrá ser usado en la descarga, pero el resto de la energía se pierde en polarizaciones, reacciones parásitas o generación de gas en la sobrecarga.

Se trata de una temática en desarrollo con cierta complejidad, puesto que los procesos que afectan a la aceptación de carga no se comprenden en su totalidad [31]. Este efecto depende de la tecnología de la celda y es una de las principales preocupaciones en alguna de ellas [35], como en el caso de las baterías de plomo—ácido [36]. La aceptación de carga se considera crucial para los sistemas con respuesta dinámica alta [31]. Un ejemplo de estos sistemas son los vehículos eléctricos o híbridos con freno regenerativo y con periodos altos de aceleración que mediante la mejora en la aceptación de carga pueden aumentar su autonomía, la vida útil de las baterías [35], la eficiencia de uso de los combustibles y la reducción de las emisiones [37, 38].

La aceptación de carga se puede dividir en cuatro zonas dependiendo del material activo cargado en la celda.

En la zona 1, gran parte del material activo cargado no va a poder ser usado, por ejemplo, la parte de la capacidad no accesible en descargas a magnitudes de corriente altas. Se suele trabajar en esta zona en los primeros ciclos de carga. La eficiencia involucrada en esta zona se define como eficiencia de capacidad in—descargable ( $\eta_{ud}$ , *undischarged capacity efficiency*) y su relación con la capacidad estándar se expresa como

$$C_{ud} = C_s \cdot (1 - \eta_{ud}). \quad (3.4)$$

En la zona 2, cerca del 100 % de la eficiencia, solo una pequeña cantidad de cargas se pierde en forma de reacciones parásitas y de gasificación. Cuando la celda está cerca de la carga total, la zona de transición 3 empieza. El material activo susceptible de ser cargado está cerca de agotarse y se incrementa la gasificación. Al avanzar más en el agotamiento del material activo se entra en la región de sobrecarga, zona 4, donde toda la corriente está involucrada en la generación de gas. En esta zona la eficiencia se considera prácticamente cero. La eficiencia debida a pérdidas reales de culombios, principalmente en las zonas 2, 3 y 4, se define como eficiencia de pérdida de cargas ( $\eta_{loss}$ , *loss charge efficiency*) o eficiencia coulombica.

Por lo tanto, la aceptación de carga involucra la pérdida de cargas y la capacidad in—descargable. Es importante tener en cuenta que las cargas perdidas no pueden ser recuperadas mientras que las cargas consideradas en la eficiencia de capacidad in—descargable se pueden recuperar si las condiciones de la descarga cambian.

La proporción de cargas no cargables en procesos no estándar de carga  $C_{uc}$ , en relación con la capacidad estándar se cuantifica mediante la eficiencia de capacidad in—cargable ( $\eta_{uc}$ , *uncharged capacity efficiency*). La expresión que vincula estos términos es

$$C_{uc} = C_s \cdot (1 - \eta_{uc}). \quad (3.5)$$

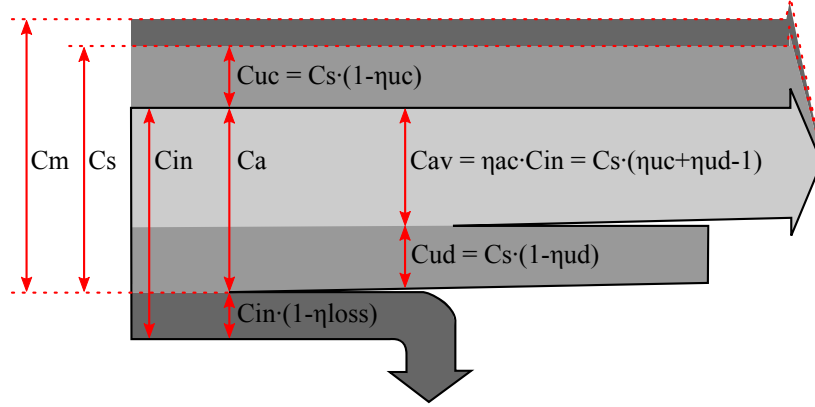


Figura 3.2.: Relación entre las eficiencias y las diferentes definiciones de capacidad

La figura 3.2 muestra un esquema de estos parámetros, donde  $C_{in}$  es el sumatorio de las cargas inyectadas a lo largo del proceso de carga y  $C_{av}$  es el sumatorio de las cargas extraídas en el proceso de descarga. En la figura 3.2 se observa cómo parte de las cargas se pierden, cómo la parte cuantificada en la capacidad in—descargable es retenida y cómo finalmente la porción de capacidad disponible es extraída de la batería. Asimismo, se muestra cómo la magnitud de la capacidad disponible es también dependiente de la capacidad in—cargable, encontrando como límite la capacidad teórica.

Finalmente, de las ecuaciones (3.3), (3.4) y (3.5), la expresión que relaciona la capacidad estándar, la capacidad disponible y las eficiencias es

$$\begin{aligned} C_{av} &= Cs - [Cs \cdot (1 - \eta_{uc})] - [Cs \cdot (1 - \eta_{ud})] \\ &= Cs \cdot (\eta_{uc} + \eta_{ud} - 1), \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde  $\eta_{uc} + \eta_{ud}$  referencia la proporción de carga disponible en el escenario actual respecto al escenario estándar.  $\eta_{uc} + \eta_{ud} = 1$  implica que ninguna carga está disponible para ser extraída de la celda en el escenario actual, es decir,  $C_{uc} + C_{ud} = Cs$ . Hay que tener en cuenta que  $\eta_{uc}$  y  $\eta_{ud}$  pueden variar independientemente entre 0 y 1, pero el valor de las dos nunca suma menos de uno.

La dependencia de la capacidad disponible con parámetros como la magnitud de corriente de descarga queda modelada mediante variaciones de los valores de los parámetros  $\eta_{uc}$  y  $\eta_{ud}$  ante procesos de descarga diferentes al estándar.

### 3.2. Modelado del estado de carga

El estado de carga se define como la cantidad de carga remanente en la batería y se expresa en términos de porcentaje (%) o por unidad (*pu*) [1, 30]. Éste se puede referenciar a múltiples capacidades. En este capítulo se propone la definición de tres estados de carga diferentes y el uso habitual de dos de ellos. Si el estado de carga está destinado a medir la proporción del material activo residual en la batería en función del material activo cargado en condiciones estándar, lo que corresponde a la capacidad estándar, se tratará del estado de carga estándar *SOCs*. De una forma similar la proporción de material activo residual en función del material activo total susceptible de ser cargado en condiciones actuales no estándares se llamará estado de carga actual *SOCa*. Finalmente, en condiciones no estándares de descarga, la proporción de material activo susceptible de ser descargado contabilizado en la capacidad disponible se denominará estado de carga disponible *SOCav*. Dada la utilidad de usar dos términos diferentes para el estado de carga se propone el uso habitual de *SOCs* y *SOCav*.

El estado de carga disponible relaciona el material activo cargado con otras variables como la magnitud de corriente y el historial del perfil de la corriente para cuantificar el número de cargas susceptibles de ser utilizadas. A la hora de caracterizar los parámetros relacionados con las polarizaciones se necesita tener en cuenta esta relación. Se pueden caracterizar estos parámetros según el estado de carga estándar y la magnitud de corriente o sencillamente con el estado de carga disponible, ya que la dependencia con la corriente es implícita.

Esto se aprecia cuando ante una variación brusca en las polarizaciones debida a un cambio en una variable externa, el estado de carga disponible puede igualmente variar de forma brusca, incluso describiendo un escalón. Por ejemplo, ante un descenso en la corriente de descarga el estado de carga disponible sufrirá un aumento al tener más material activo susceptible de ser descargado. Este efecto se muestra en la sección de resultados 3.4.

Existe una amplia variedad de métodos para estimar el estado de carga basados en diferentes parámetros [27, 28, 29, 30], considerando los filtros Kalman [39, 40, 41] y el contador de amperios hora [34, 42, 43] los más relevantes. Aunque los métodos basados en filtros de Kalman destacan por su buena respuesta ante perfiles de corriente altamente dinámicos [29, 44] y los métodos de cuenta por integral de la corriente conllevan un error acumulativo [29], debido a su simplicidad, los métodos basados en el contador de amperios hora son los más usados en la actualidad [27, 42, 45].

El bajo requerimiento computacional y la posibilidad de ser usado en sistemas en tiempo real o simulaciones hacen del método de contador de amperios hora el método más adecuado para multitud de aplicaciones. La calidad de la medida, el ajuste del

valor del estado de carga inicial y la metodología de aplicar la eficiencia de pérdida de cargas tienen un impacto crítico en la precisión del método de contador de amperios hora [27, 45, 46]. Esta precisión aumenta mediante puntos de re-calibración [27]. A lo largo de la tesis el método usado para estimar el estado de carga es el contador de amperios hora.

La cantidad de cargas  $C$  que se introduce o se extrae de la batería se calcula a través de la medida de la corriente durante un periodo de tiempo  $\Delta t$ . Por lo tanto, el estado de carga estándar en el instante  $t + \Delta t$  se define como

$$SOC_{s_{t+\Delta t}} = SOC_{s_t} \pm \frac{1}{C_s} \cdot \int_t^{t+\Delta t} i \cdot \eta_{loss} dt, \quad (3.7)$$

donde  $i$  es la corriente de la batería. La eficiencia de pérdida de cargas  $\eta_{loss}$  se desprecia habitualmente en descargas [29, 37, 47],  $\eta_{loss} = 1$  para  $i < 0$ . En los procesos de carga, la eficiencia se reduce cuando el material activo cargado aumenta, llegando a sus mínimos al final de la carga [37, 48, 1]. Hay un gran rango de métodos para determinar la eficiencia, desde métodos basados en simples tablas dependientes del estado de carga a complejos modelos matemáticos [27, 33, 46].

A lo largo de toda la tesis, el criterio de signos seguido considera la corriente negativa como corriente de descarga y la corriente positiva como corriente de carga de la batería.

$SOC_{s_t}$  es la proporción de cargas almacenadas  $C$  en la batería en función de las cargas totales almacenadas en el proceso estándar  $C_s$ , desde el instante inicial  $t = 0$  al instante  $t$  y se puede expresar como

$$SOC_{s_t} = \frac{C}{C_s}. \quad (3.8)$$

El estado de carga disponible en cada instante  $SOC_{av_t}$  depende de la cantidad de cargas almacenadas  $C$  menos las cargas de la capacidad in-descargable  $C_{ud}$  referenciado al total de la capacidad disponible  $C_{av}$ ,

$$SOC_{av_t} = \frac{C - C_{ud}}{C_{av}}. \quad (3.9)$$

De las ecuaciones (3.4), (3.6), (3.8) y (3.9),  $SOC_{av_t}$  se puede expresar como

$$SOC_{av_t} = \frac{SOC_{s_t} - (1 - \eta_{ud})}{\eta_{uc} + \eta_{ud} - 1}. \quad (3.10)$$

Las eficiencias  $\eta_{uc}$ ,  $\eta_{ud}$  y  $\eta_{loss}$  dependen de la magnitud de la corriente, de la temperatura y del efecto dinámico de recuperación de capacidad. Por lo tanto, el estado de carga disponible depende de estas variables, como se muestra en [20, 29, 49].

Es posible simular la variabilidad de la capacidad disponible en función de la magnitud



de corriente (*rate capacity effect*) mediante diferentes valores de los parámetros  $\eta_{uc}$  y  $\eta_{ud}$  ante distintas magnitudes de corriente. Esta dependencia se incluye en el modelo propuesto en la subsección 3.2.1.

Los modelos basados en la llamada ley de Peukert [1, 34] pueden tener en cuenta la relación no lineal entre el material activo susceptible de ser usado y la magnitud de la corriente (*rate capacity effect*) [49], pero no tienen en consideración la dinámica de recuperación de la capacidad (*recovery effects*) [20]. Un ejemplo de estos modelos es el propuesto por Chen y Rincón—Mora en [14] donde no considerar la dinámica de recuperación lleva a una predicción inexacta de la capacidad restante de la batería y del tiempo de operación.

Un modelo de los procesos de la difusión que describa la evolución de la concentración de las especies electroactivas podría incluir tanto la dependencia de la magnitud de corriente con el material activo, como la dinámica de recuperación. Aunque se han propuesto modelos que incluyen el efecto de la difusión [20, 50, 51] y, en consecuencia, de la dinámica de recuperación de la capacidad, esto siempre conlleva un aumento de los recursos computacionales necesarios en la simulación, que en algunos casos es excesivo. Al tratarse de modelos demasiado complejos en la mayoría de los casos no son factibles para aplicaciones en tiempo real.

El modelo estimador del estado de carga usado no tendrá en cuenta el efecto dinámico de recuperación de capacidad a causa del aumento de recursos computacionales que conlleva su simulación y debido a que se considera fuera de la temática principal de la tesis.

### 3.2.1. Modelo estimador del estado de carga

Siguiendo el modelo eléctrico contador de amperios hora descrito por Chen y Rincón—Mora en [14], el contador de amperios hora se implementa con un solo condensador. El estado de carga se estima por la tensión de este condensador  $VSOC$ . La tensión de éste varía con la corriente de la batería  $i$  cuando está en el proceso de carga o descarga. Para simular la variabilidad de la capacidad disponible en relación con la capacidad estándar, algunos autores usan un condensador variable, el cual depende de las variables más influyentes en la capacidad disponible [14, 49, 52].

Este método tradicional se muestra en la figura 3.3a, cuyo valor del condensador se nombra como  $Ct$  y su tensión  $VSOCt$  determina el estado de carga de la batería. En este caso no se ha incluido la variabilidad del condensador  $Ct$  ante diferentes magnitudes de corriente.

En este capítulo, se propone un nuevo modelo donde la eficiencia de pérdida de cargas se simula mediante una fuente de corriente en paralelo con el condensador. El estado de

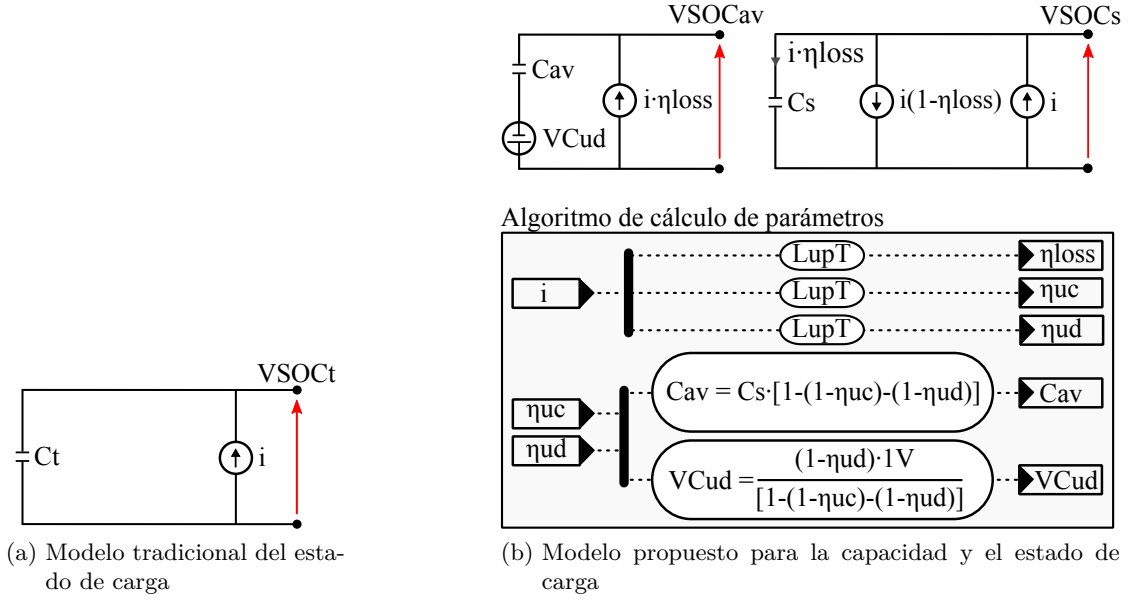


Figura 3.3.: Modelos propuesto y tradicional de la capacidad y del estado de carga

carga estándar se estima por la tensión de este condensador  $VSOCs$ . Se propone modelar las capacidades in—descargable e in—cargable con dos elementos independientes conectados en serie, un condensador y una fuente de tensión. Otros autores modelan los efectos de la aceptación de carga en conjunto [36]. Todos estos elementos se muestran en la figura 3.3b, siendo  $i$  la corriente que circula por la batería y donde la polaridad de las tensiones  $VSOCt$ ,  $VSOCav$  y  $VSOCs$  se indican mediante flechas rojas.

El condensador  $Cav$ , mostrado en la figura 3.3b, determinará las cargas almacenadas proporcionalmente a las disponibles, ya sea en carga o descarga.

La tensión del condensador es directamente proporcional al número de cargas almacenadas  $C$  entre la capacidad máxima disponible  $Cav$  como se ve en la ecuación

$$VCav = \frac{C}{Cav}. \quad (3.11)$$

El número de cargas almacenadas  $C$  queda cuantificado en referencia a la capacidad estándar en la ecuación (3.8) dando como resultado el valor de  $SOCst$ . Mediante la ecuación (3.8) y la relación entre la capacidad disponible y la estándar mostrada en la expresión (3.6), la ecuación de la tensión del condensador  $Cav$  mostrada en (3.11) se puede expresar como

$$VCav_t = \frac{VSOCst}{\eta_{uc} + \eta_{ud} - 1}. \quad (3.12)$$

El valor de la fuente de tensión  $VCud$ , mostrado en la figura 3.3b, simula la propor-

ción de cargas inalcanzadas en la descarga que aún son susceptibles de ser descargadas en otros escenarios. Estas cargas están comprendidas en la capacidad in—descargable, cuyo valor quedó deducido en la ecuación (3.4). Si expresamos la ecuación (3.4) proporcionalmente a la capacidad disponible y aplicamos su relación con la capacidad estándar mostrada en la ecuación (3.6), la expresión final de la fuente de tensión puede expresarse como

$$VCud_t = \frac{(1 - \eta_{ud}) \cdot 1V}{\eta_{uc} + \eta_{ud} - 1}. \quad (3.13)$$

El valor  $VSOCav$  es directamente equivalente al valor de  $SOCav$  que, al final, se calcula como la resta de las tensiones de los dos elementos,  $VCud$  y  $VCav$ , como se muestra en la figura 3.3b. El valor de  $VSOCav$  resultante del modelo es entonces

$$VSOCav_t = \frac{VSOC_{st} - (1 - \eta_{ud}) \cdot 1V}{\eta_{uc} + \eta_{ud} - 1}. \quad (3.14)$$

Después de las definiciones efectuadas y con el objetivo de completar el modelo propuesto del estado de carga, la relación de los parámetros del modelo con la magnitud de la corriente  $|i|$  se implementa mediante tablas asociativas (*LupT*, *Look-up Tables*). La magnitud de la corriente se considera la variable más influyente en los parámetros del modelo. La dependencia del valor de las eficiencias  $\eta_{uc}$  y  $\eta_{ud}$  ante diferentes magnitudes de corriente es calculada empíricamente mediante ensayos de caracterización mostrados en las subsecciones 3.3.2 y 3.3.3 respectivamente. Aunque se podría haber considerado la influencia de otras variables, este estudio se ha juzgado fuera de los objetivos de este capítulo. El esquema general del modelo junto al procedimiento de cálculo de los parámetros se muestra en la figura 3.3b.

### 3.3. Caracterización de eficiencia y capacidad

Una vez definido el modelo, se necesitan calcular los parámetros del circuito resultante. Estos parámetros caracterizan el comportamiento particular de la celda estudiada en un escenario concreto. Para su estimación es posible realizar ensayos de caracterización [53, 54]. En este capítulo se proponen diferentes ensayos de caracterización para el modelo estudiado.

El escenario y la tecnología de la celda definirán unas condiciones estándar, que son descritas en la sección 3.3.1. Las variaciones de los parámetros del modelo se determinan por los posibles cambios respecto al escenario estándar. En este capítulo, las variaciones consideradas son diferentes magnitudes de corriente de carga y de descarga. El cálculo de la variación de los parámetros ante cambios en el escenario estándar se describen en

los ensayos de caracterización no estándar de las subsecciones 3.3.2 y 3.3.3.

El modelo propuesto y la metodología de cálculo de sus parámetros son aplicables a otras tecnologías de celdas, a asociaciones serie–paralelo de celdas y otras variaciones del escenario que se quieran aplicar. En el capítulo 4 se presentan los resultados de la caracterización del circuito del estado de carga estándar para otras variaciones del escenario estándar y otras tecnologías.

Las características de la celda de níquel–cadmio usada en este capítulo se presentan en la sección 2.4. El banco de ensayos utilizado para la carga y la descarga de la celda corresponde al descrito en la sección A.2.

$Cs$ ,  $\eta_{uc}$ ,  $\eta_{ud}$  y  $\eta_{loss}$  constituyen todos los parámetros a estimar en el modelo eléctrico de contador de amperios hora propuesto.

### 3.3.1. Ensayo de caracterización del circuito del estado de carga estándar

Teniendo en cuenta que en condiciones estándar la capacidad in–cargable y la capacidad in–descargable son nulas,  $\eta_{uc} = 1$  y  $\eta_{ud} = 1$ , los únicos parámetros a calcular son  $Cs$  y  $\eta_{loss}$ . El ensayo de caracterización de estos dos parámetros en condiciones estándar está compuesto de las siguientes etapas:

- Descarga con una corriente de  $i_d = -i^\circ$  hasta  $EODV$ .

$i^\circ$  es la corriente estándar con un valor de  $i^\circ = 0,2 \cdot C_n$  y  $EODV$  es el valor de la tensión de corte de valor  $EODV = 1V$ . Estos valores han sido tomados de la norma IEC 60623:2001 [55], la cual define los ensayos a seguir para evaluar la capacidad de una batería.

- Carga con una corriente de  $i_c = i^\circ$  hasta la detección de final de carga seleccionado.

En este capítulo se utiliza el método fin de carga por detección del punto de inflexión (*IPCO, Inflection Point Cut–off method*) [17, 56], donde el final de carga se detecta observando la variación de la pendiente de la curva de tensión ( $d^2 v/dt^2 = 0$ ). Este método permite una carga sin entrar en el proceso de sobrecarga.

- Descarga la celda nuevamente a corriente  $i_d = -i^\circ$  hasta  $EODV$ .

Entre etapas, se ha programado un periodo de reposo de 60 minutos a corriente nula. La temperatura ambiente de todo el ensayo es constante considerando sus variaciones despreciables. En este capítulo la temperatura del ensayo estándar se realiza a 20°C.

Dado que la corriente es constante a lo largo de todas las etapas, la capacidad estándar se calcula mediante la magnitud de la corriente de descarga  $i_d$  y el tiempo a lo largo del proceso de descarga  $td$ ,  $Cs = |i_d \cdot td|$ . De forma similar la capacidad inyectada se

calcula por la multiplicación de la magnitud de la corriente de carga  $ic$  por el tiempo a lo largo del proceso de carga  $tc$ ,  $Cin = ic \cdot tc$ .

Al alcanzar la tensión de corte se considera que todo el material activo susceptible de ser descargado, en condiciones estándar, se ha descargado. Por lo tanto, se asume que  $Cud = 0$  y se calcula el valor de  $\eta_{ud} = 1$  mediante la ecuación (3.4).

En el ensayo estándar  $Cud = 0$ , por ello, la diferencia entre las cargas inyectadas y las extraídas es consecuencia de las pérdidas reales de cargas sucedidas en reacciones parásitas o gasificación. Estas pérdidas, cuantificadas en la eficiencia de pérdida de cargas, se calculan como la relación de la capacidad estándar entre las cargas inyectadas,  $\eta_{loss} = Cs/Cin = (|id \cdot td|)/(ic \cdot tc)$ .

En ciertas condiciones se necesita repetir varias veces los procesos para poder considerar los resultados como los propios del ensayo estándar. Esto es normal en celdas que no se han utilizado durante un periodo prolongado de tiempo o celdas que han sufrido de abusos eléctricos o térmicos.

Dependiendo del método de final de carga y de la tecnología de la celda, se puede aceptar que no se alcanza el proceso de sobrecarga en la celda. Este hecho es beneficioso en ciertos aspectos [37]. Por ejemplo, es beneficioso para evitar la disminución de la eficiencia de pérdida de cargas dada en las zonas 3 y 4. Si esto es así, se puede asumir la eficiencia de pérdida de cargas constante a lo largo de toda la carga.

Por último, al considerar que el proceso de carga transcurre en condiciones estándar, todo el material activo susceptible de ser cargado en esas condiciones se cargó,  $Ca = Cs$ , y la capacidad in—cargable es nula  $Cuc = 0$ . Mediante la ecuación (3.5), la eficiencia de la capacidad in—cargable se iguala a uno  $\eta_{uc} = 1$ .

Hasta aquí, se describe el proceso de ajuste de los parámetros del modelo en condiciones estándar. Si cualquiera de las condiciones varía, los parámetros podrán tener otros valores. Las variables que más influyen en el valor de los parámetros son la temperatura, la magnitud de la corriente en carga y en descarga, el método de detección de final de carga y la tensión de corte en la descarga.

En condiciones no estándar las eficiencias relacionadas con las capacidades in—cargable e in—descargable se podrán calcular como  $\eta_{uc} = Ca/Cs$  y  $\eta_{ud} = Cav/Ca$  y la eficiencia de pérdida de cargas, de la forma ya descrita  $\eta_{loss} = Cs/Cin$ .

En este capítulo se han estudiado casos no estándar mediante cargas y descargas a magnitudes de corriente diferentes a las estándar, llamadas  $i'$ .

#### 3.3.2. Ensayo de caracterización de la capacidad in—cargable

El siguiente ensayo en condiciones no estándar se efectúa para calcular  $Cin$  y  $Ca$ . Estos valores se usan para calcular las eficiencias  $\eta_{loss}$  y  $\eta_{uc}$ . Las etapas llevadas a

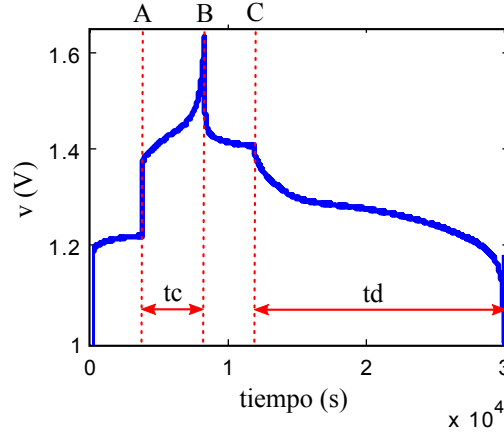


Figura 3.4.: Ensayo de cálculo de la capacidad in-cargable para  $i' = 8,8\text{A}$

cabo son las siguientes:

- Descarga de la celda en condiciones estándar.
- Carga de la celda con  $i_c = i'$  hasta la detección de final de carga seleccionado. En esta etapa se calcula la capacidad inyectada como  $C_{in} = i_c \cdot t_c = i' \cdot t_c$ .
- Descarga de la celda en condiciones estándar. En esta etapa se calcula la capacidad actual como  $C_a = |i_d \cdot t_d| = |-i^\circ \cdot t_d|$ .

Al haber realizado la descarga en condiciones estándar, la capacidad in-descargable es nula,  $C_{ud} = 0$  ( $\eta_{ud} = 1$ ) y  $C_a = C_{av}$ . La eficiencia de pérdida de cargas se calcula como  $\eta_{loss} = C_{av}/C_{in} = C_a/C_{in}$ . La capacidad in-cargable se calcula como  $C_{uc} = C_s - C_a$  y la eficiencia relacionada como  $\eta_{uc} = C_a/C_s$ .

En la figura 3.4 se muestra la respuesta de tensión a lo largo del ensayo descrito, donde las etapas del ensayo son: desde  $t = 0$  al punto A, acondicionamiento y una hora de reposo; desde A a B, proceso de carga a  $i'$  y detección de final de carga por detección del punto de inflexión, donde  $t_c$  es el tiempo de carga; desde B a C, una hora de reposo; desde C al final, proceso de descarga en condiciones estándar, donde  $t_d$  es el tiempo de descarga.

### 3.3.3. Ensayo de caracterización de la capacidad in-descargable

El siguiente ensayo, en condiciones no estándar, se efectúa para el cálculo de  $C_{av}$ . Este valor se usa para calcular el parámetro  $\eta_{ud}$ . Las etapas son las siguientes:

- Descarga de la celda en condiciones estándar.
- Carga completa en condiciones estándar.

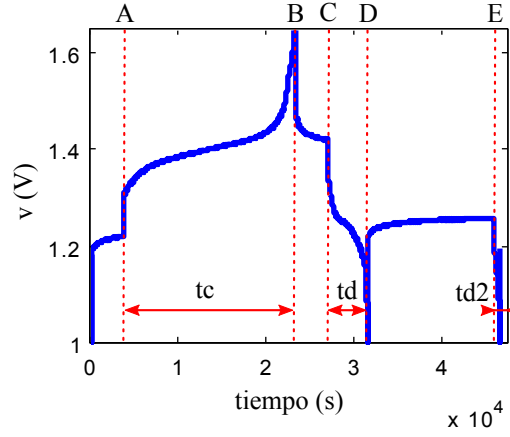


Figura 3.5.: Ensayo de cálculo de la capacidad in–descargable para  $i' = 8,8\text{A}$

- Descarga de la celda hasta  $EODV$  con una corriente de descarga  $id = -i'$ . En esta etapa se calcula la capacidad disponible como  $Cav = |id \cdot td| = |-i' \cdot td|$ .

Al haber realizado la carga en condiciones estándar la capacidad in–cargable es nula,  $Cuc = 0$  ( $\eta_{uc} = 1$ ) y  $Ca = Cs$ . La capacidad in–descargable se calcula como  $Cud = Ca - Cav = Cs - Cav$  y su eficiencia relacionada como  $\eta_{uc} = Cav/Cs$ .

- Finalmente, el valor de la capacidad in–descargable se comprueba con una última etapa de descarga en condiciones estándar. Donde la capacidad in–descargable es igual al modulo de la corriente de descarga  $id = -i^\circ$  por el tiempo de descarga  $td2$ ,  $Cud = |id \cdot td2| = |-i^\circ \cdot td2|$ .

En la figura 3.5 se muestra la respuesta de tensión a lo largo del ensayo descrito, donde las etapas del ensayo son: desde  $t = 0$  al punto A, acondicionamiento y una hora de reposo; desde A a B, proceso de carga estándar, donde  $tc$  es el tiempo de carga; desde B a C, una hora de reposo; desde C a D, proceso de descarga a  $i'$  hasta  $EODV$  donde  $td$  es el tiempo de descarga; desde D a E, cuatro horas de reposo; de E al final del ensayo, proceso de descarga en condiciones estándar donde  $td2$  es el tiempo del segundo proceso de descarga.

#### 3.3.4. Análisis de los parámetros del modelo propuesto

Los ensayos de caracterización se realizaron en condiciones estándar y no estándar para corriente  $i' = 0,4 \cdot Cn$ ;  $i' = 0,6 \cdot Cn$  y  $i' = 0,8 \cdot Cn$ . En la figura 3.6 se muestran los valores de los parámetros del modelo eléctrico contador de amperios hora propuesto.

Según los parámetros obtenidos, se deduce que la eficiencia de pérdida de cargas aumenta al incrementar la magnitud de corriente de carga. Este fenómeno se puede atribuir al tipo de detección del final de carga, ya que, al aumentar la razón de carga,

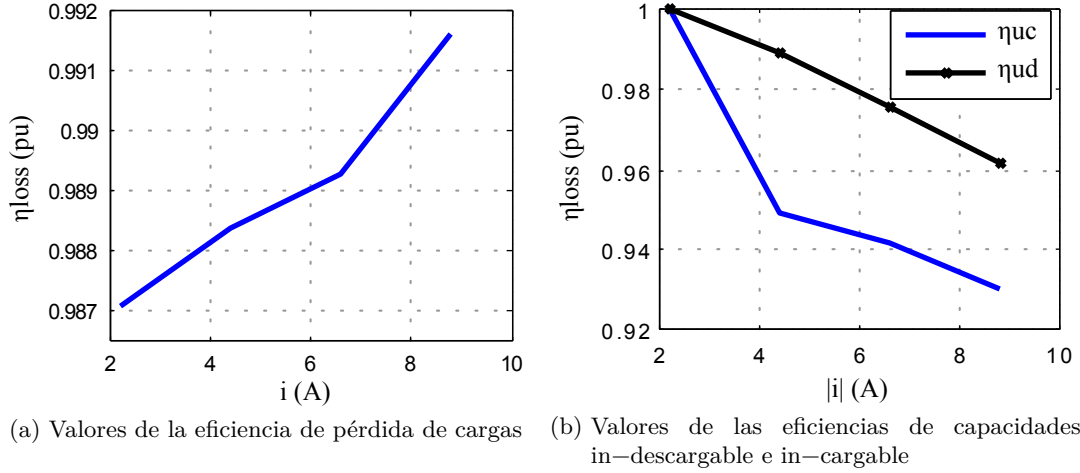


Figura 3.6.: Parámetros del modelo propuesto para diferentes magnitudes de corriente

se detecta el final de carga con menor material activo cargado, por lo tanto, la zona 3 y 4, descrita en la sección 3.1.2, se evita en mayor medida. Este efecto coincide con los resultados expuestos en [17]. El aumento entre el caso estándar y el mejor caso es de 0,45 %. Esta baja variabilidad permitiría considerar el parámetro constante sin un error significativo para el margen de corriente estudiado.

Las eficiencias relacionadas con las capacidades in-cargable e in-descargable disminuyen con el aumento de la magnitud de la corriente. Esta disminución se explica, de nuevo, por el tipo de detección del final de carga y de descarga seleccionados. A magnitudes de corriente mayores, el aumento exponencial de las polarizaciones sucede con materiales activos distintos, detectándose el final de carga y de descarga en tiempos menores que para el caso estándar.

El descenso porcentual entre el caso estándar y el peor caso es de 6,99 % y 3,82 % para las eficiencias relacionadas con la capacidad in-cargable e in-descargable respectivamente. Se observa que la variabilidad de la capacidad es mayor para una carga no estándar que para una descarga no estándar.

Se concluye que para mayores magnitudes de corriente se tendrán menos pérdidas de cargas reales pero menos capacidades disponibles. Estos resultados coinciden con los expuestos en [1].

### 3.4. Validación del modelo y discusión

La misma celda de níquel-cadmio y el banco de ensayos usados para la caracterización se utilizan para la validación del modelo. El modelo también se valida para una bancada compuesta de 210 celdas de tecnología similar a la usada en la caracterización. El banco



de ensayos utilizado para la carga y la descarga de la bancada corresponde a la segunda topología descrita en la subsección A.1.1.

Para el estudio de la respuesta del modelo propuesto en el cálculo del estado de carga, se fuerza un perfil de corriente que se usa en dos ensayos diferentes: ensayo de límite de carga y ensayo de límite de descarga. Se han utilizado perfiles de corriente similares en diversos estudios [15, 57] y se consideran apropiados para evaluar el modelo propuesto. Este perfil de corriente hace posible estudiar la respuesta de la batería en procesos dinámicos de carga y de relajación, con variaciones de la cantidad de material activo cargado en las celdas, que corresponden a variaciones en el estado de carga.

Los perfiles de corriente, que se muestran en la figura 3.7, consisten en cuatro intervalos con diferentes magnitudes de corriente: primer escalón de corriente, reposo, segundo escalón de corriente y reposo. Cada intervalo transcurre en 45 minutos.

La secuencia empieza con una magnitud de corriente de  $i = 0,2 \cdot Cn$  y se repite aumentando en  $0,2 \cdot Cn$  en cada secuencia. En el ensayo de límite de carga, el primer escalón es de carga y el segundo de descarga. En el ensayo de límite de descarga, el primero es de descarga y el segundo de carga. La secuencia de intervalos se repite hasta alcanzar la detección del final de descarga o carga,  $EODV = 1V$  y detección de punto de inflexión respectivamente.

De esta forma la secuencia se repetirá hasta alcanzar un  $SOCav$  de 0 o 100 % y de esta forma poder evaluar el error del modelo. Todos los casos de estudio empiezan con un  $SOCs$  inicial del 50 %.

Se estudiarán cuatro casos. Los casos 1 y 2 se llevan a cabo sobre una celda mientras que los casos 3 y 4 sobre la bancada de celdas. Los casos 1 y 3 tratan los ensayos de límite de carga y los casos 2 y 4 los ensayos de límite de descarga. En la figura 3.7 se muestran los resultados de los cuatro casos de estudio.

En la primera gráfica de cada subfigura se muestra la tensión. Se ha resaltado el instante donde se alcanza el valor de carga completa mediante la detección del punto de inflexión y el instante de descarga completa al alcanzar la tensión de corte.

En la segunda gráfica se muestra el perfil de corriente descrito. Y finalmente, en la tercera gráfica se muestran los valores estimados del estado de carga mediante los modelos tradicional ( $SOCT$ ) y propuesto ( $SOCs$  y  $SOCav$ ). Para una mejor visualización del instante donde se alcanza el final de descarga o carga, se ha incluido una imagen con la zona ampliada.

La corriente se mantiene constante hasta alcanzar los puntos de carga total o descarga total. En este instante, cuando estos puntos se detectan, el estado de carga se considera 100 % o 0 % respectivamente. Los errores se calculan como la diferencia entre estos valores y el estado de carga estimado por  $SOCav$  y  $SOCT$  para los modelos propuesto y tradicional respectivamente.

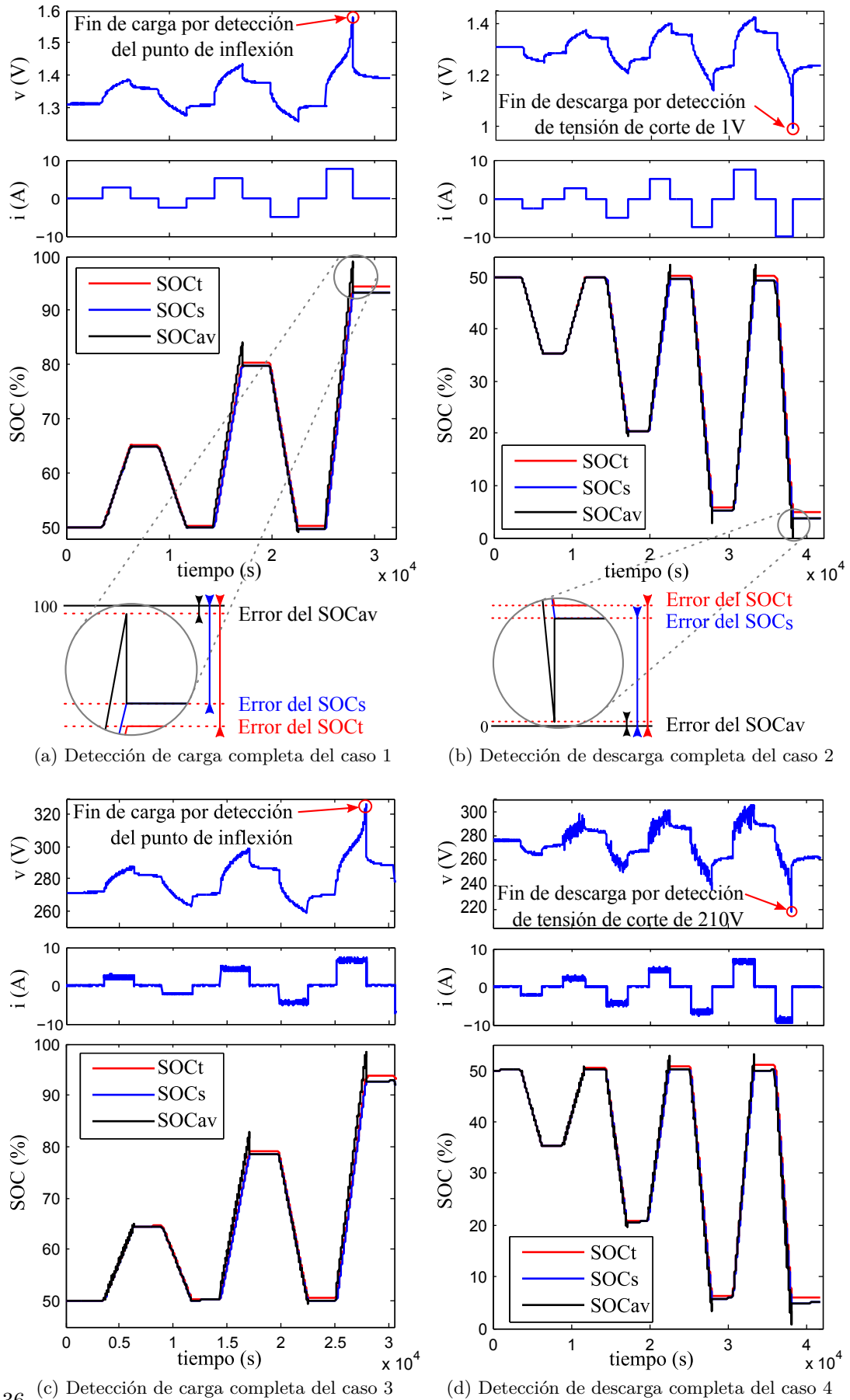


Figura 3.7.: Tensión, corriente y estimación del estado de carga para todos los casos

En el instante donde se ha detectado la carga total o la descarga total, la consigna de corriente pasa a cero. Como se adelantó en la sección 3.2, ante un cambio brusco en una variable, se puede producir una variación brusca en la cantidad de material activo susceptible de ser descargado. En los casos de estudio planteados se aprecia este hecho en los cambios de corriente. En las zonas ampliadas de las figuras 3.7a y 3.7b, se aprecia un escalón en el  $SOC_{av}$  debido al escalón de corriente. La cantidad de capacidad in—cargable e in—descargable varía en el instante donde sucede el escalón de corriente a la vez que la cantidad del material activo que somos capaces de descargar pasa a ser el estándar.

Cuando la corriente es cero la capacidad disponible depende de la corriente mínima que se contemple en la aplicación. En este capítulo se ha considerado, que para corrientes entre cero y el valor estándar, las variaciones de las eficiencias de capacidades in—descargable e in—cargable son poco significativas. Por ello, en el modelo, los valores de estas eficiencias se mantienen constantes e iguales a los valores estándar para este margen de corriente. En consecuencia, la capacidad disponible es igual a la estándar.

El transitorio del  $SOC_{av}$  será diferente al del escalón descrito y directamente proporcional al efecto dinámico de recuperación de la capacidad [20], efecto no tratado en esta tesis.

### 3.4.1. Análisis del error del modelo

En la figura 3.8 se observa el error del valor pronosticado de la carga disponible. El error se calcula como la diferencia entre 0 o 100 % y la estimación cuando se alcanza el final de carga o descarga, como se muestra en la figura 3.7.

En el caso de  $SOCs$ , el método no está destinado a estimar la capacidad disponible, sino el material activo cargado. Efectivamente, la diferencia con la carga disponible hace evidente que no es un valor adecuado para el pronóstico de la carga disponible.

En todos los casos, el error en el estado de carga disponible es menor en el modelo propuesto en comparación con el tradicional.

El error de estimación es de 0,98 %; 0,12 %; 1,58 % y 0,83 % para el  $SOC_{av}$  y de 5,78 %; 4,87 %; 6,34 % y 5,98 % para el  $SOC_t$  en los casos de estudio 1, 2, 3 y 4 respectivamente. La media de error estimado es de 0,87 % y 5,73 % para  $SOC_{av}$  y  $SOC_t$  respectivamente. El error medio en el  $SOC_{av}$  es aproximadamente un 5 % menor que en el  $SOC_t$ .

El error es mayor en carga que en descarga. Probablemente, debido a que el parámetro  $\eta_{uc}$  es más dependiente del efecto dinámico de recuperación de capacidad que el parámetro  $\eta_{ud}$ , y acentuado por el hecho de que las polarizaciones causadas por la gasificación al final del proceso de carga tienen también dependencia con el historial del

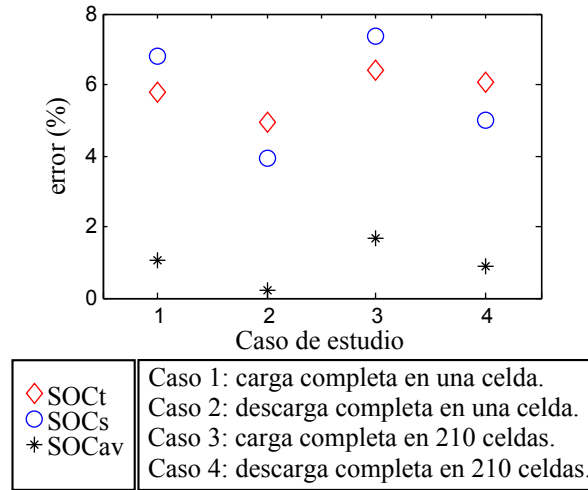


Figura 3.8.: Error en el cálculo del estado de carga de los modelos tradicional y propuesto para todos los casos

perfil de corriente.

La media del error de  $SOC_{av}$  se duplica en los ensayos realizados sobre la bancada, casos de estudio 3 y 4, respecto a los ensayos realizados sobre una única celda, casos de estudio 1 y 2. Posiblemente, debido a que el modelo se caracteriza para la celda donde se evalúa el modelo y sus parámetros están mejor ajustados que para las celdas que componen la bancada. El error también puede aumentar a causa de que el modelo no incluye elementos que simulen las conexiones realizadas entre las celdas de la bancada.

### 3.5. Conclusiones

De acuerdo con los resultados presentados en el capítulo se concluye que:

- El modelo eléctrico contador de amperios hora propuesto, en el que se incluyen las eficiencias relacionadas con las capacidades in-cargable e in-descargable y pérdida de cargas, se puede utilizar tanto en simulación como en sistemas en tiempo real y se ha validado tanto para una celda como para una bancada de 210 celdas.
- El modelo propuesto permite el análisis de cada variable de forma independiente donde la diferenciación del  $SOC's$  y  $SOC_{av}$  permite un pronóstico de la capacidad disponible ante cambios en el escenario actual.
- Los ensayos de caracterización se han validado para celdas de níquel-cadmio.
- El error medio en la estimación del  $SOC_{av}$  para los casos de estudio propuestos de una celda y una bancada de 210, es de 0,55 % y 1,16 % respectivamente.

- Para aumentar la precisión del modelo se pueden tener en cuenta otros factores como la gasificación en la sobrecarga o en sistemas con corrientes dinámicas altas, factores como el efecto dinámico de recuperación de capacidad [20] o aceptaciones de carga dinámicas [38]. También se pueden utilizar algoritmos que ya se encuentran en la bibliografía como los filtros de Kalman, algoritmos complejos para el cálculo de la eficiencia de pérdida de carga o incluir otras variables en la influencia de los parámetros. Estas medidas aumentan el consumo de recursos computacionales del algoritmo, el esfuerzo de parametrización y el número de ensayos de caracterización. Incluso puede llegar a ser incompatible el uso de los modelos dentro de sistemas solo de simulación, debido a la falta de medida de la tensión de la celda. Por estos motivos, estos temas se consideran fuera de los objetivos de la tesis.
- *SOCav* tiene una alta dependencia con la magnitud de corriente. La precisión del pronóstico del estado de carga aumenta si se consideran los parámetros  $\eta_{uc}$ ,  $\eta_{ud}$  y  $\eta_{loss}$ . Se aprecia en todos los casos de estudio una mejora en la estimación de la carga disponible para el método propuesto en comparación con el método tradicional, con una mejora media del 5 %.

Se estimará oportuna la utilización del modelo propuesto si la mejora aportada se considera conveniente en contrapartida al aumento de los requisitos computacionales y del número de ensayos de caracterización. En el resto de capítulos se ha utilizado el modelo tradicional incluyendo la eficiencia por pérdida de cargas, ya que su precisión se considera suficiente para los objetivos de la tesis.



## Capítulo 4.

### Respuesta dinámica de tensión de la batería

En la primera sección del presente capítulo se introducen las claves y las variables principales en el modelado de la tensión de las baterías electroquímicas. En la sección 4.2 se explican los tres circuitos que componen el modelo propuesto: circuito estimador del estado de carga, circuito tensión—corriente y circuito de la histéresis, donde se detalla el modelo innovador del efecto de la histéresis sobre los parámetros de la batería. Cada circuito está compuesto de diferentes parámetros que caracterizan el tipo de celda que se quiere modelar. En la sección 4.3 se proponen los ensayos necesarios para la obtención de los parámetros de cada circuito. Para el estudio de la precisión del modelo propuesto y la repercusión del modelado de la histéresis se analizan dos casos de estudio. El primer caso de estudio trata de una celda y el segundo de una bancada de 210 celdas, siendo todas ellas del tipo níquel—cadmio. Se compara la respuesta real con su correspondiente modelado ante un perfil de corriente. Este perfil, junto a un conjunto de condiciones particulares, definen el proceso llevado a cabo en el ensayo evaluador del modelo descrito en la sección 4.4.

En la sección 4.5 se incluye un estudio de la variación de los parámetros del modelo propuesto ante variaciones en la temperatura ambiente y su repercusión en la precisión del modelo. Los valores de temperatura ambiente estudiados son 10, 20 y 30°C.

Con la pretensión de comprobar la validez del modelo en otras tecnologías y la influencia del efecto de la histéresis dependiendo de la tecnología modelada, en la sección 4.6, se realizan los ensayos de caracterización y se comprueba la precisión del modelo mediante el ensayo evaluador para seis celdas de diferentes tecnologías: plomo—ácido AGM, plomo—ácido Gel, níquel—cadmio, níquel—metal hidruro, litio—ion y litio—ion polímero.

Finalmente, en la sección 4.7 se presentan las conclusiones del capítulo.

## 4.1. Introducción

El objetivo principal de este capítulo es diseñar e implementar un modelo eléctrico de la batería que describa su comportamiento dinámico en función del estado de carga. El modelo será ampliado con otro circuito eléctrico para simular los efectos de la histéresis y de la sub-histéresis. El modelo debe ser capaz de ser implementado tanto en sistemas que se ejecutan en tiempo real como en sistemas destinados a la simulación.

La estimación del estado de la batería y, por lo tanto, la necesidad de un modelo es crucial para hacer que la batería opere dentro de sus condiciones de seguridad y con la máxima eficiencia posible [28, 58, 59]. Los sistemas de gestión de la batería (*BMS*) usan de forma habitual modelos de la batería que les permiten protegerla ante situaciones peligrosas como sobretensiones y sobrecorrientes y les permiten monitorizar variables interesantes como el estado de carga [28, 45].

Además del estado de carga y su respuesta de tensión, el modelado de la batería también es útil para estimar otras variables internas como las caídas de tensión en polarizaciones, la histéresis o el estado de salud.

Los parámetros del modelo pueden cambiar significativamente ante variaciones en el valor de variables externas y de parámetros internos de la batería. Los parámetros internos más significativos son el estado de carga [58, 59, 53], la histéresis [57], el estado de salud [28, 58] y la temperatura de la celda [58, 54], mientras que las variables externas más importantes son la temperatura ambiente [44, 60], la presión ambiente [59] y la corriente [59, 61].

Existe un amplio rango de métodos que pueden predecir el estado de la batería a lo largo del tiempo [14, 45, 52]. Estos modelos tienen dos aplicaciones principales: modelos aplicados a sistemas en tiempo real y modelos aplicados a sistemas de simulación. Un ejemplo de una aplicación de un sistema en tiempo real es el sistema de gestión de un vehículo eléctrico, donde el modelo puede calcular el estado de la batería que se usa como entrada para los algoritmos del *BMS* [28, 45, 48]. Otro ejemplo, pero esta vez de aplicación a sistemas de simulación, es comprobar la respuesta de un algoritmo al variar uno de sus parámetros antes de su implementación, como en el servicio de suavizado de pendientes ofrecido por una batería en una planta fotovoltaica en el que mediante diferentes tiempos de media móvil de la potencia de referencia es posible comprobar la magnitud de la amortiguación de las fluctuaciones de la potencia generada. Este ensayo se muestra en la subsección 6.3.1. Los modelos pueden ser también usados en sistemas embebidos complejos [52, 62] a través de las técnicas *hardware-in-the-loop*. El diseño del modelo deberá ir enfocado a la aplicación de destino.

Aunque existen un gran número de tipos de modelado de baterías y no está del todo clara su catalogación, los tipos de modelado más importantes actualmente son los



modelos eléctricos y los modelos electroquímicos [45, 52, 62]. Los modelos eléctricos son sencillos, requieren bajo consumo de recursos computacionales y bajos esfuerzos de parametrización [28, 45]. Por ello, se consideran los más adecuados según los requisitos del modelo usado en la tesis y son los únicos considerados.

Existen multitud de topologías de modelos eléctricos que permiten simular los efectos dinámicos más importantes [52, 62]. Estos efectos pueden ser divididos en tres grupos: instantáneos, transitorios rápidos y transitorios lentos.

Los efectos surgidos en marcos de tiempo de microsegundos son los efectos instantáneos relacionados con las polarizaciones más veloces, como las resistivas. El resto de las polarizaciones se relacionan dentro del modelado de los transitorios rápidos y los lentos, que cubren un rango de tiempo de milisegundos a horas [60, 63].

Los modelos eléctricos usan circuitos eléctricos para describir la dinámica de la batería. La estructura del modelo se diseña dependiendo del efecto dinámico estudiado. Ciertos modelos pueden estimar un efecto específico dinámico mejor que otros [60, 63]. La diferencia entre ellos reside en el número y en el tipo de elementos eléctricos usados. Debe haber un balance entre el número de elementos y el tiempo computacional que consume el modelo, porque a mayor número de elementos que usemos el tiempo de ejecución del modelo es mayor [58, 61]. Además del número de elementos, el número de efectos dinámicos debe ser restringido. Un modelo completo necesita cubrir todo el rango de frecuencia para simular todos los efectos dinámicos [60, 61, 63]. Sin embargo, esto no se considera viable debido a la dificultad de estimar algunos parámetros [51], al aumento de recursos computacionales y a la gama restringida de frecuencias usada en las principales aplicaciones.

Los elementos usados en los modelos eléctricos varían desde simples resistencias, inductancias y condensadores [54, 60] a elementos más complejos como impedancias Warburg y ZARC.

Los elementos Warburg y ZARC son impedancias que dependen de la frecuencia y suelen estar destinadas a la composición de circuitos equivalentes para simular la respuesta de la espectroscopia electroquímica de impedancia (*EIS*, *Electrochemical Impedance Spectroscopy*). Comúnmente el conjunto de estos elementos forman circuitos Randles que están destinados al modelado de todo el margen de frecuencias.

No existe una clasificación ampliamente aceptada para los modelos eléctricos, como puede verse en el gran número de clasificaciones propuestas [45]. Sin embargo, la clasificación más común divide los modelos en dos grupos principales: modelos Thévenin y modelos de impedancia [14, 52].

El modelo de la impedancia (*impedance-based model*) se usa para modelar en el dominio de la frecuencia [59, 61], donde los circuitos Randles, compuestos de elementos ZARC y Warburg, modelan las dinámicas del electrodo y constituyen la base del modelo

[14, 28]. Estos circuitos suelen estar compuestos por una inductancia, una resistencia y un circuito Randles [58, 54, 60]. El modelo de la impedancia permite simular todos los rangos de frecuencia. A frecuencias muy altas, la batería tiene una respuesta inductiva [54, 64] causada por las reactancias inductivas de elementos metálicos en la celda y en los cables [63]. Este comportamiento dinámico se puede obviar para frecuencias medias y bajas. Ante frecuencias muy bajas, los procesos de difusión gobiernan el comportamiento dinámico de la batería y se modelan por impedancias Warburg [54, 60].

Los circuitos Thévenin modelan la batería en el dominio del tiempo. Aunque los circuitos Thévenin no modelan todo el rango de frecuencias, la precisión del modelo es muy alta y adecuada para el modelado de la batería [54]. El uso de elementos sencillos tales como condensadores o resistencias hacen al modelo simple y con menor requerimiento computacional. Además, este tipo de circuitos se implementa fácilmente con cualquier herramienta estándar de simulación de circuitos [61].

El modelo que reproduce la respuesta de tensión usado en esta tesis está basado en un circuito Thévenin.

## 4.2. Modelo propuesto de la batería

El modelo de batería propuesto está compuesto por tres circuitos dependientes: circuito estimador del estado de carga, circuito de la histéresis y circuito tensión—corriente. Cada circuito se encarga de modelar diferentes procesos de la batería. El primer circuito se encarga de la estimación del estado de carga, el segundo modela la magnitud del efecto de la histéresis y el último, la respuesta dinámica de la tensión de la batería.

En las tres siguientes subsecciones se explica cada circuito y finalmente, en la subsección 4.2.4, se explica el algoritmo que relaciona los parámetros de cada circuito.

### 4.2.1. Descripción del modelo eléctrico estimador del estado de carga

Como hemos visto anteriormente, el estado de carga es uno de los parámetros internos más importantes de la batería [27] y siempre se incluye en modelos y en sistemas de gestión de la batería (*BMS*) [28].

En el estudio de la variación de los parámetros internos ante la variación del estado de carga se vuelve imprescindible el uso de un modelo que estime el estado de carga. Por ello, en este capítulo se ha implementado un modelo eléctrico contador de amperios hora [14, 27, 45]. Se ha usado el llamado modelo tradicional descrito y caracterizado en la subsección 3.2.1. A este circuito se le ha añadido el modelado de la eficiencia de las pérdidas de cargas mediante una fuente de corriente en paralelo. En la figura 4.1 se muestra el circuito usado como modelo eléctrico estimador del estado de carga, siendo

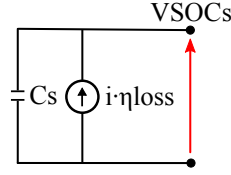


Figura 4.1.: Modelo eléctrico estimador del estado de carga

$i \cdot \eta_{loss}$  la corriente que circula por la batería menos las pérdidas de carga y donde la polaridad de la tensión  $VSOCs$  se indica con una flecha roja.

#### 4.2.2. Descripción del modelo eléctrico de la histéresis

La histéresis constituye uno de los parámetros internos más significativos para algunas tecnologías de baterías. Su valor depende del proceso en el que se encuentre la batería, distinguiendo tres posibilidades: carga, descarga y transición.

Aún no hay una clara explicación física para el fenómeno de la histéresis, aunque de forma teórica se puede describir la histéresis como la consecuencia de diferentes estados estables posibles de los electrodos ante una misma cantidad de material activo. Esto resulta en diferentes potenciales de equilibrio durante la carga y la descarga [57].

El fenómeno de la histéresis también modifica la respuesta dinámica de tensión de la batería y por tanto, los parámetros de su modelo.

Las investigaciones llevadas a cabo por Podolske Ta et al. [65] y Srinivasan et al. [66], y posteriormente, revisadas por Thele [57] concluyen que:

- La histéresis es estática. Esto significa que la histéresis se mantiene igual aunque la corriente deje de fluir.
- La histéresis es independiente de la magnitud de la corriente.
- La histéresis presenta procesos de sub—histéresis durante los procesos de transición.

Se han sugerido varios modelos de la histéresis [48, 64, 67], pero no hay uno aceptado de forma general. En este capítulo se propone un novedoso y sencillo modelo de la histéresis. El carácter más innovador de este modelo es considerar la influencia del estado de la histéresis en la estimación del resto de los procesos dinámicos de la batería.

La histéresis se parametriza mediante la variable  $h$ , la cual varía entre  $-1$  y  $1$  dependiendo del historial del perfil de corriente. Este valor se establece como  $1$  si el proceso se considera completamente de carga y  $-1$  si es completamente de descarga. Este valor puede modificar todos los parámetros internos de la batería, aunque la tensión de circuito abierto ( $OCV$ ) es el más afectado [53].

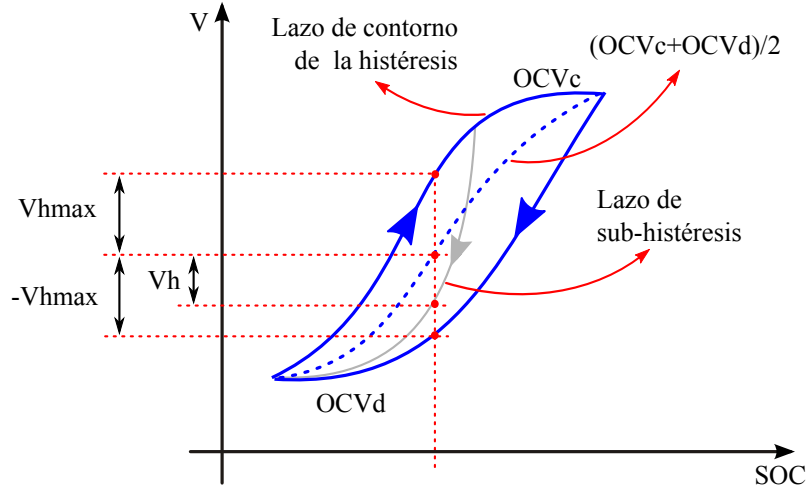


Figura 4.2.: Curva de contorno de la histéresis junto a un lazo interior de sub-histéresis

Durante los procesos transitorios entre la carga y la descarga pueden aparecer lazos de sub-histéresis [57, 65, 66]. Teniendo en cuenta los lazos de sub-histéresis la tensión de circuito abierto se puede definir como

$$OCV = \frac{OCV_c + OCV_d}{2} + Vh, \quad (4.1)$$

donde  $OCV_c$  es la tensión de circuito abierto en carga,  $OCV_d$  la tensión de circuito abierto durante la descarga [66] y  $Vh$  la tensión de la histéresis.  $OCV_c$  y  $OCV_d$  dibujan la curva de contorno de la histéresis.

Una descripción gráfica de estas variables se muestran en la figura 4.2, donde se representa un lazo interno de sub-histéresis a modo de ejemplo. El lazo de sub-histéresis mostrado ocurre al pasar de un proceso completamente de carga a un proceso de descarga y es la resultante de los valores de la tensión de circuito abierto al pasar de una curva de contorno a la otra.

A fin de calcular la tensión de la histéresis se definen los parámetros  $Vh_{max}$  y  $h$ . El término  $Vh_{max}$  se refiere a la separación entre las curvas de contorno y la mitad de su distancia para un valor fijo del  $SOC$ , como se muestra en la figura 4.2, y su valor se calcula como  $Vh_{max} = (OCV_c - OCV_d)/2$ . El término  $h$  representa la relación entre esta distancia y la distancia actual entre la curva de contorno y el  $OCV$ . Relacionando estos términos con la ecuación (4.1), la curva  $OCV$  de la batería se define como

$$OCV = \frac{OCV_c + OCV_d}{2} + \frac{OCV_c - OCV_d}{2} \cdot h. \quad (4.2)$$

Se puede observar que la tensión de la histéresis puede ser expresada según la separación entre las curvas de contorno y el parámetro  $h$ ,  $Vh = Vh_{max} \cdot h$ . Es importante

destacar que los efectos de histéresis y de sub—histéresis no solo aparecen cuando la batería está en los procesos de carga o descarga, sino también cuando no fluye corriente. Esto es a causa de la corriente de auto—descarga [48].

Muchas investigaciones han estudiado la trayectoria transitoria entre las curvas de tensión de contorno [65, 66]. Los modelos realizados sugieren aproximar los lazos internos desde simples líneas [64], hasta complejos polinomios [57].

En este capítulo se propone un modelo que contabiliza las cargas necesarias para pasar de una curva de contorno a otra mediante el condensador  $Ch$ , donde la transición de la sub—histéresis es linealizada.

El número de cargas  $Qh$  almacenadas en el condensador  $Ch$  podrá ser como máximo la magnitud caracterizada en la capacidad del mismo. Así la carga del condensador puede variar entre  $-Ch$  y  $Ch$ , tratándose de la polarización inversa y directa respectivamente. Se ha hecho coincidir el nombre y el valor de la capacidad con el termino  $Ch$ .

El condensador es variable y dependiente del estado de carga. La relación entre su capacidad, expresado en términos de  $Ah/V$ , y el estado de carga se muestra en la figura 4.3a.

La tensión del condensador  $VCh$  es proporcional al nivel de la histéresis  $h$  y su correlación se puede expresar como

$$h = VCh = \frac{1}{Ch} \int_t^{t+\Delta t} i_h dt = \frac{Qh}{Ch}, \quad (4.3)$$

donde  $ih$  representa la corriente usada para contar la cantidad de cargas necesarias para transitar de una curva a otra. Esta corriente pasa a valer cero cuando el contador alcanza  $Ch$  o  $-Ch$ .

Se podrán utilizar los términos  $VCh$  y  $h$  indistintamente, donde el valor de  $Ch$  se ha escogido para que  $VCh$  varíe entre  $-1$  y  $1$ .

Se utiliza un diodo Zener para asegurar que la cantidad de cargas no exceda sus límites mediante su polarización directa,  $vf = 1V$ , e inversa,  $vz = -1V$ . La relación de la corriente del diodo  $iz$  con sus polarizaciones se muestra en la figura 4.3b.

La figura 4.3c muestra la variación de  $h$  durante el transitorio. Dependiendo del estado de carga, la pendiente de la línea transitoria  $dh/dQh$  es diferente, máxima para 0 % y 100 %, y mínima al 50 %. En la figura se muestran tres ejemplos de tres posibles pendientes de la línea de transición de  $h$  para tres estados de carga iniciales diferentes. Para  $Ch = 0$  la pendiente es máxima  $dh/dQh = \infty$ , es decir, la cantidad de carga para transitar de una curva de contorno a la otra es cero.

En la tabla 4.1 se resumen todos los parámetros de la histéresis requeridos para el modelo.

Es importante destacar que para realizar un transitorio completo de una curva de

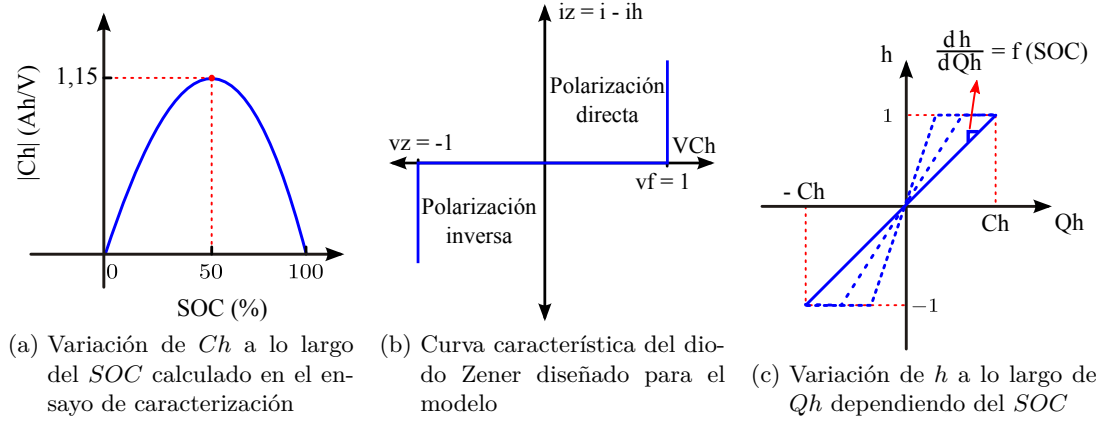


Figura 4.3.: Curvas descriptivas del modelo del proceso de la histéresis

Proceso completamente de carga		
Curva de contorno $OCV = OCV_c$		
$Vh = Vh_{max}$	$Qh = Ch$	$h = 1$
Proceso completamente de descarga		
Curva de contorno $OCV = OCV_d$		
$Vh = -Vh_{max}$	$Qh = -Ch$	$h = -1$
Proceso de transición		
Curva de lazo interior $OCV \neq OCV_c$ y $OCV \neq OCV_d$		
$-Vh_{max} < Vh < Vh_{max}$	$-Ch < Qh < Ch$	$-1 < h < 1$

Tabla 4.1.: Resumen de los parámetros del modelo de la histéresis

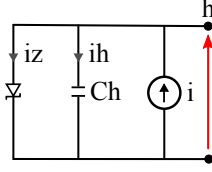


Figura 4.4.: Modelo eléctrico de la histéresis

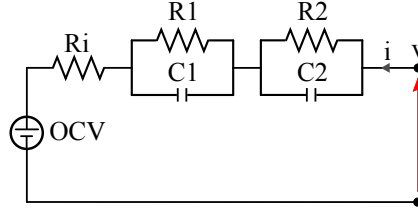


Figura 4.5.: Modelo eléctrico tensión—corriente

contorno a otra es necesario un flujo de carga equivalente a las cargas comprendidas en dos veces la capacidad del condensador,  $2 \cdot Ch$ .

Todos los parámetros de la batería se modifican con el nivel de la histéresis. La variación de los parámetros según la histéresis se discute en la subsección 4.2.4.

El circuito eléctrico que modela el fenómeno de la histéresis se muestra en la figura 4.4, siendo  $i$  la corriente que circula por la batería y donde la polaridad de la tensión  $VCh$ , equivalente en valor a  $h$ , se indica con una flecha roja. Éste se compone de un diodo Zener, un condensador y una fuente de corriente.

### 4.2.3. Descripción del modelo eléctrico tensión—corriente

El modelo Thévenin, comúnmente usado para describir la tensión de la batería, consiste en un circuito compuesto por una fuente de tensión, una resistencia y un número variable de redes formadas por una resistencia y un condensador en paralelo (*circuito-RC*). En [45], se comparan varios modelos con diferente número de *circuitos-RC* y se concluye que el modelo Thévenin con dos ramas paralelas es el circuito óptimo.

Atendiendo a la conclusión previa y siguiendo el modelo descrito en [14], se implementa un modelo Thévenin de segundo orden. En este modelo no se ha tenido en cuenta la parte inductiva, que normalmente se modela con una inductancia en serie. En la figura 4.5 se muestra el circuito usado como modelo eléctrico tensión—corriente, siendo  $i$  la corriente que circula por la batería y donde la polaridad de la tensión estimada de la batería  $v$  se indica mediante una flecha roja.

A continuación se explica el efecto dinámico que simboliza cada elemento del circuito tensión—corriente:

**Ri** representa las variaciones instantáneas de tensión, en marcos de tiempo de milisegundos.

**Circuitos—RC** describen la respuesta transitoria de la batería relacionada con los transitorios rápidos y los lentos, en un rango de tiempo de milisegundos a horas. Se modelan dos *circuitos—RC* cuya respuesta de tensión se define por la ecuación (4.4). Las dos ramas están compuestas por los parámetros  $R1$ ,  $C1$  y  $R2$ ,  $C2$ , respectivamente. Como se muestra en (4.4), el transitorio de respuesta se puede ajustar por la suma de dos funciones exponenciales [45, 53]. El tiempo de respuesta de cada *circuito—RC* es diferente, distinguiendo una respuesta lenta y una rápida relacionada con los diferentes tipos de polarizaciones presentes en la batería [53, 61, 63].

$$V_{RC} = i \cdot R1 \left(1 - e^{\frac{-t}{C1 \cdot R1}}\right) + i \cdot R2 \left(1 - e^{\frac{-t}{C2 \cdot R2}}\right). \quad (4.4)$$

**OCV** modela la tensión de circuito abierto mediante una fuente de tensión dependiente del estado de carga [53, 61].

En esta tesis, las pérdidas de auto—descarga, que se modelan habitualmente con una resistencia en paralelo con la fuente de tensión [53], no son consideradas dado que el modelo se diseña para periodos de tiempo de simulación menor que los necesarios para que este efecto sea destacable.

La respuesta de tensión de una batería está influida por un gran número de variables externas y de parámetros internos. Los parámetros internos tienen que ser estimados, mientras que las variables externas pueden ser medidas. Dependiendo de la aplicación del modelo, el número y los tipos de variables necesarias a considerar son muy diferentes y por consiguiente, también lo será la topología final del modelo [54, 60].

#### 4.2.4. Descripción del algoritmo de cálculo del valor de los parámetros

Como se ha descrito en la sección 4.1, dependiendo del estado de la batería su respuesta dinámica puede ser completamente diferente para las mismas variables de entrada. Esto se puede traducir en que los parámetros del modelo dependan del estado de la batería.

El modelo tiene en cuenta las variaciones de las variables externas mediante la modificación de los valores de sus parámetros internos [44]. Las variaciones se estudian empíricamente [58] y sus resultados se almacenan en tablas asociativas mono o multidimensionales [58, 54], optimizadas por procesos de ajuste de curvas [44, 53]. Estas tablas suelen ser aproximadas a simples interpolaciones [53], a funciones polinómicas [44] o funciones exponenciales [58].



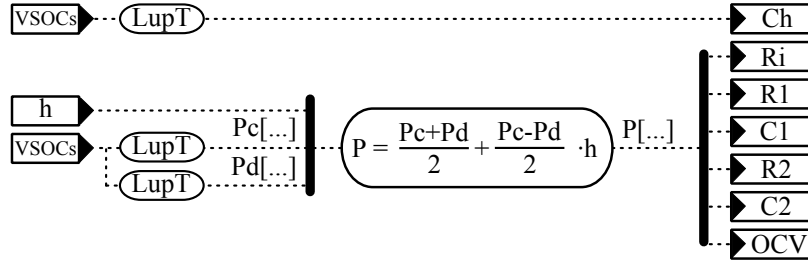


Figura 4.6.: Esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros

Para el modelo diseñado en esta sección solo dos parámetros influirán en el valor de los elementos del circuito. Estos son el estado de carga y la histéresis. El modelo podría considerar otras variables, como por ejemplo, la temperatura ambiente, cuyo efecto se estudia en la sección 4.5.

En consecuencia: *Ri*, *R1*, *R2*, *C1*, *C2* y *OCV* dependerán del *SOC* y *h*, y *Ch* dependerá del *SOC*. La relación entre estos parámetros y el estado de carga se modela mediante tablas asociativas (*LupT*) y sus datos se obtienen de forma empírica por los ensayos explicados en la subsección 4.3.1.

El valor de la histéresis permite asignar distintos valores a cada parámetro, dependiendo de si estamos en procesos de carga o de descarga.

En los procesos de sub-histéresis, el valor de los parámetros se modela como la media ponderada entre los valores durante la carga y la descarga. Por ello, dado un parámetro *P*, su valor en los procesos de sub-histéresis se calculará como

$$P = \frac{P_c + P_d}{2} + \frac{P_c - P_d}{2} \cdot h, \quad (4.5)$$

donde *Pc* es el valor del parámetro en el proceso completo de carga (*h* = 1) y *Pd* es el valor en el proceso completo de descarga (*h* = -1).

En la figura 4.6 se muestra el esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros.

#### 4.2.5. Circuito equivalente completo del modelo propuesto

El conjunto completo del modelo propuesto se muestra en la figura 4.7, donde *LupT* representa una tabla asociativa, la cual relaciona el valor de entrada con el de salida. El modelo se ha implementado dentro de la herramienta Simulink del programa MATLAB. La figura 4.7 incluye todas las ecuaciones y los circuitos necesarios para definir el modelo, donde *v* es el valor de la tensión de la celda e *i* el valor de la corriente.

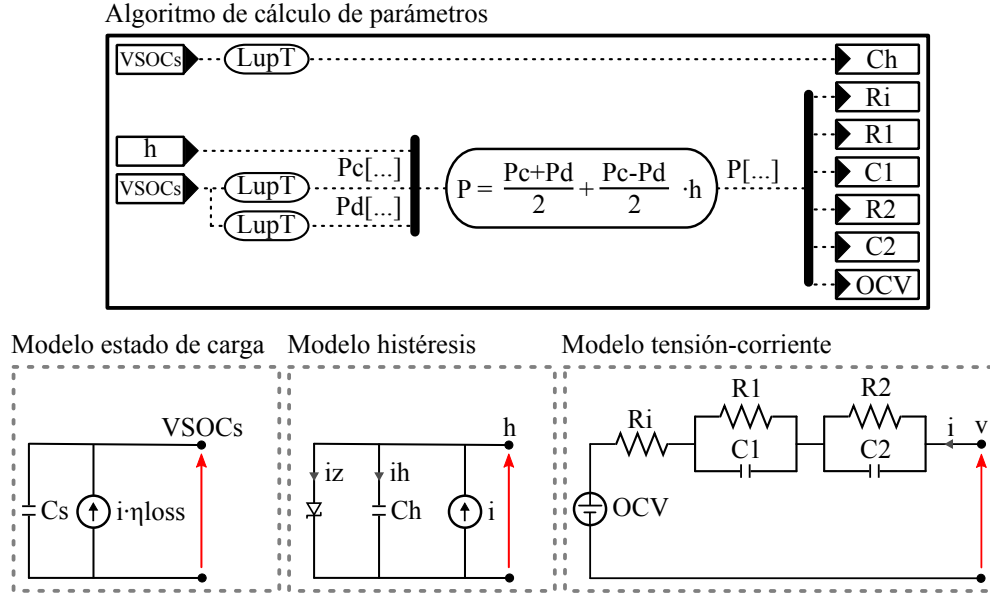


Figura 4.7.: Circuito equivalente completo del modelo propuesto junto con el algoritmo de cálculo del valor de los parámetros

### 4.3. Ensayos de caracterización

Una vez definido el modelo, se necesita calcular los parámetros del circuito que determinarán el comportamiento dinámico de la batería. Los ensayos de caracterización permiten calcular los parámetros del modelo [53, 54]. Es necesario hacer esto para cada tecnología, modelo y fabricante de baterías [61].

Una vez esté caracterizada la celda, se puede extrapolar el modelo a una bancada de celdas sin asumir un gran error [59, 51]. Este supuesto varía con la tecnología, los tipos de conexionado (serie-paralelo) y la existencia de circuitos intermedios entre las celdas. En el caso de la bancada utilizada en los ensayos, no existen circuitos auxiliares entre las conexiones de las celdas y el error será suficientemente pequeño como para considerarlo asumible.

Los ensayos de caracterización se realizan sobre una celda de níquel-cadmio, cuyas características se presentaron en la sección 2.4. El banco de ensayos utilizado para la carga y la descarga de la celda corresponde al descrito en la sección A.2.

El modelo descrito anteriormente necesita tres diferentes ensayos de caracterización para determinar los parámetros de los circuitos. Estos ensayos se han diseñado para evitar daños en las celdas y para que se puedan utilizar en la caracterización de cualquier tecnología, modelo o tamaño de celda. Todos los ensayos efectuados en esta sección se efectúan a una temperatura ambiente constante de 20°C.

En esta sección se utiliza el método de fin de carga por tiempo, fijando un tiempo

de carga de 7 horas según lo estipulado en la norma IEC 60623:2001 [55]. No se ha considerado la pérdida de cargas, es decir, se asigna un valor de  $\eta_{loss} = 1$  en todos los casos.

El primer ensayo de caracterización se efectúa para parametrizar el modelo eléctrico estimador del estado de carga, cuyo proceso se describe en la subsección 3.3.1.

#### 4.3.1. Ensayo de caracterización del circuito tensión—corriente

Las principales técnicas de caracterización del circuito tensión—corriente pueden ser divididas en dos: la espectroscopia electroquímica de impedancia (*EIS*) [22, 63] que trabaja en el dominio de la frecuencia y el estudio de la relajación ante pulso de corriente (*CIRT*, *Current—Impulse Relaxation Technique*) [53, 68, 69] que trabaja en el dominio del tiempo. En esta tesis se utiliza la técnica por relajación ante pulso de corriente.

Todos los parámetros de este circuito pueden ser calculados observando el transitorio de la tensión de la batería [53, 68, 70] después de una variación en la magnitud de la corriente. En los ensayos descritos en esta tesis el transitorio describe un escalón desde la excitación a la relajación. En la figura 4.8 se muestra un ejemplo de la respuesta de tensión ante un transitorio de corriente de  $i = 2,2\text{A}$  a  $0\text{A}$  para una batería de níquel—cadmio, la cual se divide en dos zonas.

La primera zona corresponde al efecto de la resistencia interna. Ésta se modela por una resistencia  $R_i$  y su valor se calcula mediante la medida de la caída instantánea de tensión  $\Delta v$  dividida por el escalón de corriente  $\Delta i$ ,  $R_i = \Delta v / \Delta i$ .

El resto de la curva de relajación de la tensión se ajusta como la suma de dos curvas exponenciales y se modela por dos *circuitos*— $RC$ . Los parámetros que describen estas curvas pueden ser calculados mediante métodos y herramientas comunes de ajuste de curvas [53, 54]. En este caso, para el ajuste de las curvas estudiadas, se utilizó la herramienta de *Curve Fitting* del programa MATLAB.

El último dato de la curva de cada transitorio se toma como un valor de la curva de la tensión de circuito abierto *OCV* en función del estado de carga. Estos valores definen las curvas de contorno de la tensión del circuito abierto, las cuales se estudian en la subsección 4.2.2. Este dato ha sido señalado en la figura 4.8.

Partiendo del estudio explicado del transitorio de la tensión se ha realizado el siguiente ensayo de caracterización basado en el estudio de la relajación ante pulso de corriente:

- Descarga con una corriente de  $i_d = -i^\circ$  hasta *EODV*.

A la corriente estándar se le asigna un valor de  $i^\circ = 0,2 \cdot C_n$  y al valor de la tensión de corte de  $EODV = 1\text{V}$  [55].

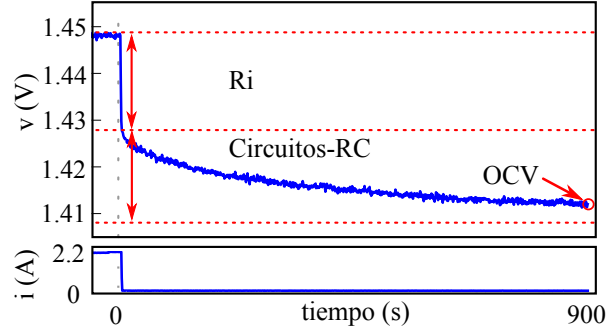


Figura 4.8.: Respuesta de la tensión ante un transitorio de corriente

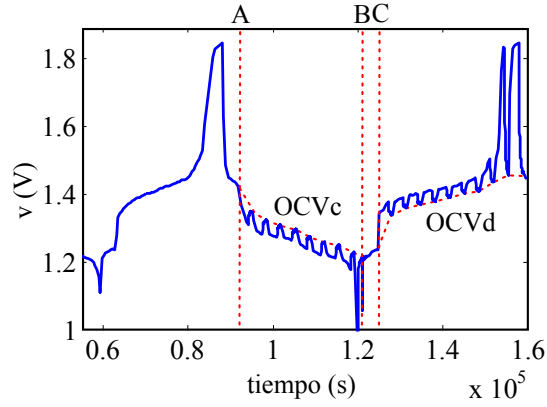


Figura 4.9.: Ensayo de caracterización del modelo tensión—corriente para todo el estado de carga a lo largo de la carga y descarga

- Carga con una corriente de  $i_c = i^\circ$  hasta la detección de final de carga según el método seleccionado.
- Descarga de la batería mediante 10 ciclos de excitación—relajación, con una corriente  $i_d = -i^\circ$  y un tiempo de relajación de 15 minutos.
- Carga de la batería mediante 10 ciclos de excitación—relajación, con una corriente  $i_c = i^\circ$ , y un tiempo de relajación de 15 minutos.

Se ha programado entre etapas un periodo de reposo de 60 minutos a corriente nula.

La figura 4.9 muestra el ensayo de caracterización, el cual permite el cálculo de todos los parámetros a lo largo del estado de carga. Las diferentes etapas del ensayo son: desde  $t = 0$  al punto A, ensayo de acondicionamiento; del punto A al B, caracterización en descarga; desde B a C, una hora de reposo; de C hasta el final, caracterización en carga. Los parámetros calculados en la carga son:  $OCV_c$ ,  $R_{ic}$ ,  $R_{1c}$ ,  $R_{2c}$ ,  $C_{1c}$  y  $C_{2c}$ ; y en la descarga:  $OCV_d$ ,  $R_{id}$ ,  $R_{1d}$ ,  $R_{2d}$ ,  $C_{1d}$  y  $C_{2d}$ .

En la figura 4.10 se muestran todos los parámetros obtenidos a lo largo del estado de

carga, durante la carga ( $h = 1$ ) y la descarga ( $h = -1$ ).

El valor de las resistencias y la velocidad de la respuesta dinámica del modelo se incrementa dramáticamente para los estados de carga superiores al 90 % en los procesos de carga e inferiores al 10 % en los procesos de descarga. Este aumento es coherente con el incremento de las polarizaciones al final del agotamiento del material activo en los procesos de carga y de descarga.

Las tensiones de circuito abierto calculadas en los procesos de carga y de descarga que definen las curvas de contorno pueden no cerrar el bucle completamente como se observa en la figura 4.10a. La proximidad de estas curvas en los extremos del estado de carga dependerá de la porción del material activo usado, es decir, de la cantidad de material activo de la capacidad teórica representada en la capacidad estándar.

#### 4.3.2. Ensayo de caracterización del circuito de la histéresis

La histéresis modifica la respuesta dinámica de la batería y en consecuencia, los parámetros del modelo. El nivel de la histéresis se determina por la variable  $h$ , que se definió como la relación entre  $Qh$  y  $Ch$ .

Como se ha discutido en la subsección 4.2.2,  $Qh$  mide la cantidad de cargas intercambiadas durante los transitorios desde un proceso de carga a un proceso de descarga y viceversa. Cuando un valor dos veces  $Ch$  se alcanza, el transitorio se considera concluido. Por lo tanto,  $Ch$  es el único parámetro a caracterizar y se calcula para diferentes valores del estado de carga.

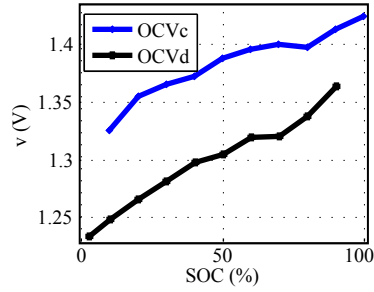
Se considera que el valor de  $Ch$  es el mismo para los procesos que transcurren de carga a descarga y para aquellos que transcurren de descarga a carga.

El valor de  $2 \cdot Ch$  se calcula siguiendo las siguientes etapas:

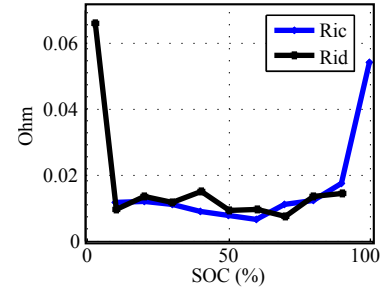
- Descarga con una corriente de  $id = -i^\circ$  hasta  $EODV$ .
- Carga con una corriente de  $ic = i^\circ$  hasta la detección de final de carga seleccionado.
- Descarga con una corriente de  $id = -i^\circ$  hasta alcanzar el valor del estado de carga en el cual se quiere caracterizar  $Ch$ .
- Carga con una corriente baja hasta alcanzar la curva de contorno  $OCV_c$ .

Como en todos los ensayos anteriores, se programa entre etapas un periodo de reposo de 60 minutos a corriente nula.

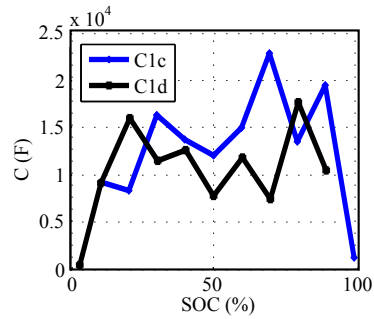
A lo largo de la última etapa se contabilizan las cargas inyectadas mediante la integración de la corriente, las cuales equivalen a las cargas necesarias para pasar de la curva de contorno  $OCV_d$  a  $OCV_c$ , que corresponden con el valor  $2 \cdot Ch$ . Este método es posible si la corriente de carga de la última etapa es suficientemente baja como



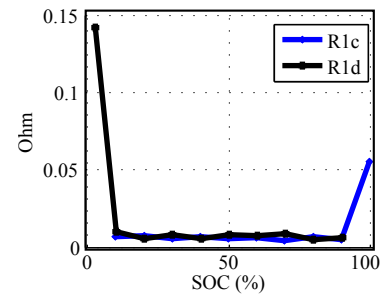
(a) Tensión de circuito abierto,  $OCV$



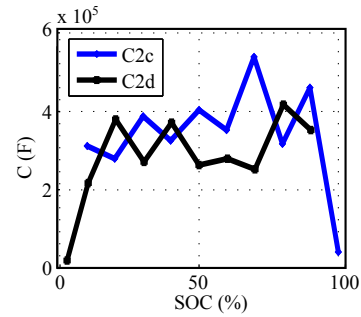
(b) Resistencia interna,  $R_i$



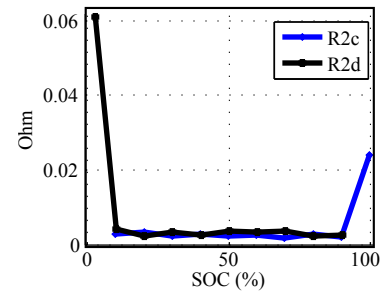
(c) Condensador del *circuito* –  $RC$  rápido,  $C1$



(d) Resistencia del *circuito*– $RC$  rápido,  $R1$



(e) Condensador del *circuito* –  $RC$  lento,  $C2$



(f) Resistencia del *circuito* –  $RC$  lento,  $R2$

Figura 4.10.: Parámetros del *circuito* tensión–corriente para una batería de níquel–cadmio

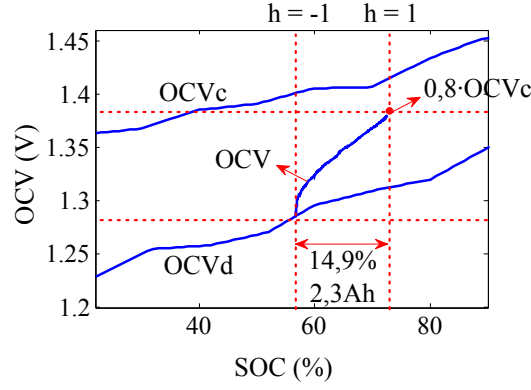


Figura 4.11.: Ensayo de caracterización de la histéresis

para considerar las polarizaciones no significativas y la tensión de la batería similar a la tensión de vacío ( $v \approx OCV$ ). La corriente suficientemente baja para la batería de níquel-cadmio seleccionada es de  $i_c = i^\circ/5$ .

En la última etapa se ha necesitado una aproximación al alcanzar la curva de contorno  $OCV_c$  de un 20 %. Se realiza esta medida a causa de que en un lazo de sub-histéresis la tensión nunca alcanza el valor final de la curva de contorno opuesta. Este hecho se observa empíricamente en [65, 66].

La histéresis se ha caracterizado para valores de estado de carga de 20, 50 y 80 %. La batería alcanza estos estados de carga en la tercera etapa del proceso de caracterización antes descrito, por medio de una descarga controlada a corriente  $i_d$ . Se considera que se ha alcanzado el estado de carga deseado mediante la contabilización de amperios hora desde la etapa anterior donde la batería fue cargada por completo. El valor del estado de carga alcanzado en este proceso se calibra a través del valor de tensión de circuito abierto, mediante la correlación de los datos de la tensión de vacío en función del estado de carga calculados en el ensayo de caracterización del circuito tensión-corriente. Esto se realiza para una mayor precisión en la estimación del estado de carga en la que se va a caracterizar la histéresis.

En la figura 4.11 se muestra la tensión de respuesta durante el ensayo de caracterización de la histéresis para el valor de estado de carga de 50 % y las curvas de contorno  $OCV_c$  y  $OCV_d$ . Se aprecia que el valor de estado de carga inicial se calibra a 57 % mediante el  $OCV$  de partida. Se observa que el valor del estado de carga se incrementa un 14,93 %, que corresponde a 2,3Ah. Estas son las cargas necesarias para pasar del proceso de descarga al de carga. Esto significa que  $Ch$  para el estado de carga de 57 % es de 1,15Ah, dando por finalizada su caracterización para ese estado de carga.

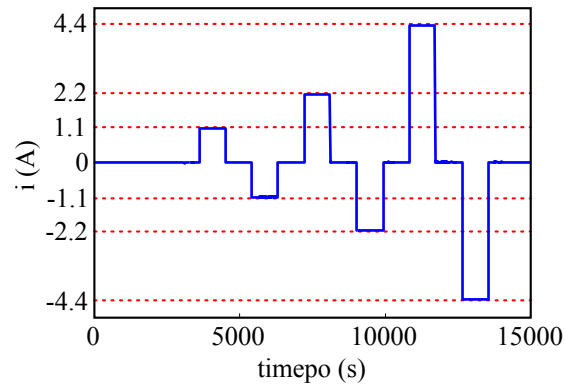


Figura 4.12.: Perfil de corriente utilizado en la validación del modelo

## 4.4. Validación del modelo y discusión

El modelo propuesto se ha validado para la misma celda de níquel—cadmio usada en la caracterización y para una bancada de 210 celdas de la misma tecnología, quedando definidos los casos de estudio 1 y 2 respectivamente. El modelo de la bancada de celdas se ha considerado como la respuesta del modelo de una celda multiplicado por el número de celdas.

La validación de la celda se ha realizado con el mismo banco de ensayos utilizado para la caracterización. El banco de ensayos utilizado para la carga y la descarga de la bancada corresponde a la segunda topología descrita en la subsección A.1.1.

### 4.4.1. Ensayo evaluador del modelo

Para la evaluación del modelo se efectúa un ensayo donde se somete a la celda o bancada a unos procesos de carga y de descarga que dibujan un perfil de corriente concreto.

Antes de aplicar el perfil de corriente se efectúa un proceso de acondicionamiento de la celda. En este proceso la celda es descargada y cargada en condiciones estándar y descargada nuevamente de forma controlada hasta alcanzar el estado de carga donde se quiere realizar la evaluación del modelo. Como en ensayos anteriores, el valor del estado de carga se calibra mediante la tensión de circuito abierto. Entre los diferentes procesos y antes de aplicar el perfil de corriente se programa un periodo de reposo de 60 minutos a corriente nula.

El perfil de corriente usado se muestra en la figura 4.12. Perfiles de corriente similares se han utilizado en diversos estudios [57, 61] y se consideran apropiados, ya que hacen posible evaluar la respuesta de la batería dentro de condiciones de carga y sin carga, a la vez que se varía el estado de carga y el nivel de la histéresis de la batería.



El perfil de corriente mostrado en la figura 4.12 se compone de tres secuencias constituidas por cuatro etapas. Las etapas son: un primer pulso de carga, un periodo de reposo, un segundo pulso de descarga y un último periodo de reposo. Cada pulso y reposo tienen una duración de 45 minutos.

La magnitud de corriente de cada secuencia en orden de aparición es de  $0,1 \cdot Cn$ ;  $0,2 \cdot Cn$  y  $0,4 \cdot Cn$ .

#### 4.4.2. Análisis del error del modelo

Para analizar el error de estimación de tensión del modelo, la tensión real de la batería se compara con la respuesta del modelo. Todas las respuestas de tensión de la batería son el resultado de efectuar el ensayo evaluador del modelo. Se compara el resultado a la hora de aplicar el perfil de corriente que se muestra en la figura 4.12. El error medio del modelo se calcula como

$$error = \frac{1}{n_m} \sum_{i=1}^{n_m} \frac{|v_{modelo} - v_{real}|}{v_{modelo}}, \quad (4.6)$$

donde  $n_m$  es el número de muestras,  $v_{modelo}$  la tensión de la batería estimada por el modelo y  $v_{real}$  la tensión medida de la batería.

En esta sección todos los ensayos se han efectuado para un estado de carga inicial del 50 % y una temperatura ambiente de 20°C.

Para el caso de estudio 1, es decir, una sola celda, se estudia la respuesta del modelo en tres alternativas diferentes dependiendo de las variables consideradas:

- Alternativa 1: el efecto del estado de carga y la histéresis en todos sus parámetros.
- Alternativa 2: solo el efecto del estado de carga.
- Alternativa 3: el efecto del estado de carga y considerando el efecto de la histéresis solo en la tensión de circuito abierto.

Cuando no se considera la histéresis los parámetros toman el valor medio entre los valores obtenidos para la carga y la descarga, que es similar a considerar  $h = 0$ .

En el caso de estudio 2, con la bancada de 210 celdas, se estudia la respuesta del modelo completo incluyendo el efecto de la histéresis en todos sus parámetros. Este caso de estudio permite comparar la precisión del modelo completo entre una celda y la bancada completa.

La figura 4.13 muestra los resultados de los casos de estudio 1 y 2 donde se ha usado el modelo completo para una celda y la bancada. En esta figura se incluye el error del modelo en comparación con la respuesta real.

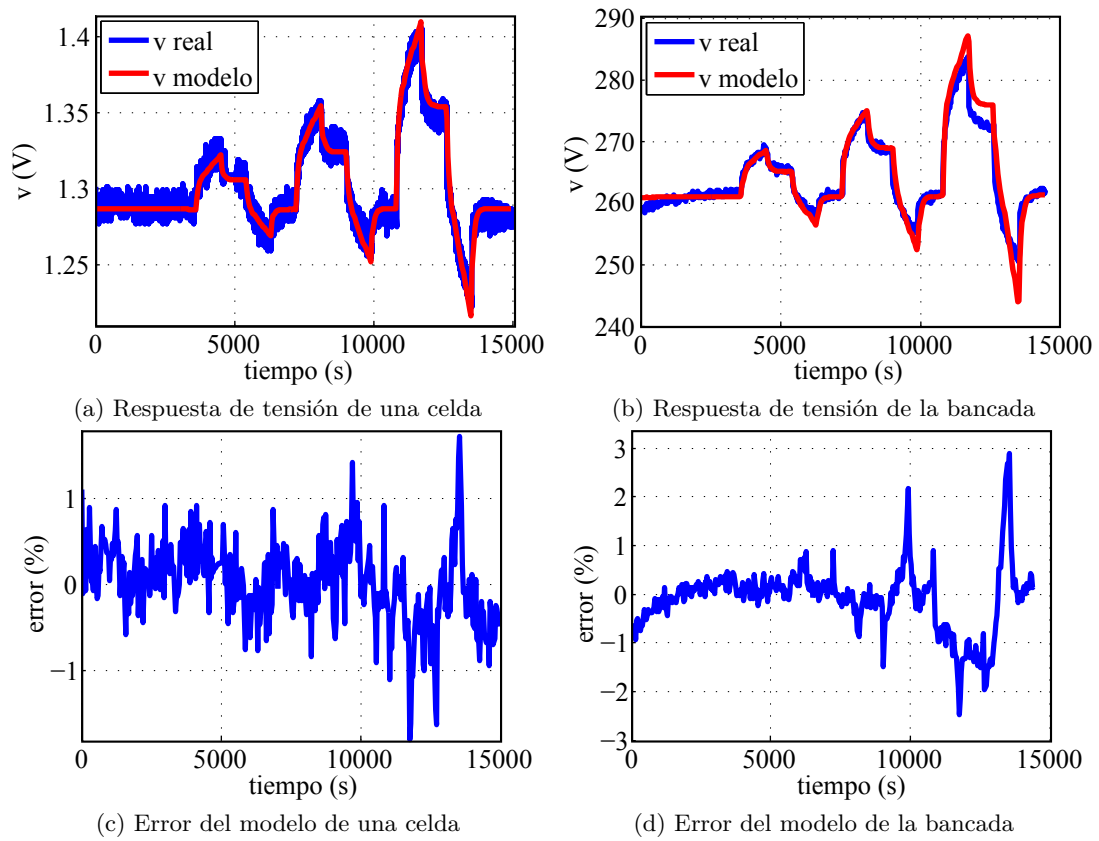


Figura 4.13.: Resultados del ensayo evaluador del modelo completo

El error medio y el máximo del modelo para la celda es de 0,34 % y 1,79 % respectivamente. A medida que la magnitud de la corriente aumenta el error también lo hace.

Este aumento de error se debe principalmente a no considerar la dependencia entre las polarizaciones y la magnitud de la corriente.

En la evaluación de los parámetros internos de la batería se estudia la dependencia de ellos ante otros parámetros internos o variables externas [15]. Las variables más atendidas son el estado de carga y la magnitud de corriente. Parámetros como la tensión en circuito abierto y la histéresis son solo dependientes del material activo cargado [49] y de la temperatura [1]. En cambio, parámetros relacionados con las polarizaciones son dependientes del material activo cargado, de la magnitud de la corriente y del historial del perfil de la corriente. Esta dependencia se considera decisiva en las polarizaciones de concentración al final de la descarga y en las polarizaciones sucedidas por la gasificación al final de la carga [1, 13].

Como se describió en la sección 3.2, las polarizaciones deberían ser calculadas según el estado de carga disponible y no con el estándar para hacer dependiente las polarizaciones de la magnitud de corriente y del historial del perfil de la corriente. En el modelo utilizado en este capítulo no es posible esta consideración debido a estimar únicamente el estado de carga estándar.

El error medio y el máximo para la bancada es de 0,44 % y 2,89 % respectivamente. Estos valores representan un incremento de 0,1 % y 1,1 % respecto al error del ensayo de una sola celda.

El aumento del error se puede atribuir a niveles de estado de carga diferentes entre las celdas de la bancada y a niveles de estado de salud diferentes entre la celda independiente y las celdas que forman la bancada, que resulta en una parametrización de la bancada peor que para una sola celda.

Como siguiente paso en esta sección se calcula la contribución de la histéresis en la precisión del modelo. Con el fin de lograr esto se analizan conjuntamente los resultados de las alternativas 2 y 3. La figura 4.14 recoge los valores de tensión y el error del modelo en el caso de estudio 1 para las alternativas 2 y 3.

En la alternativa 2, donde solo se considera el efecto del estado de carga, el error medio y el máximo es de 3,45 % y 5,55 %. Estos valores representan un incremento de 3,11 % y 3,76 % respectivamente en comparación a los resultados del modelo completo, demostrando la importancia de modelar la histéresis. El aumento en la precisión se atribuye a un mejor ajuste en el valor de los parámetros del modelo.

En la alternativa 3, donde se añade el efecto de la histéresis en la tensión de circuito abierto, el error medio y el máximo es 0,39 % y 1,69 %. El incremento del error, en comparación con la alternativa 2, se reduce significativamente a causa de la gran

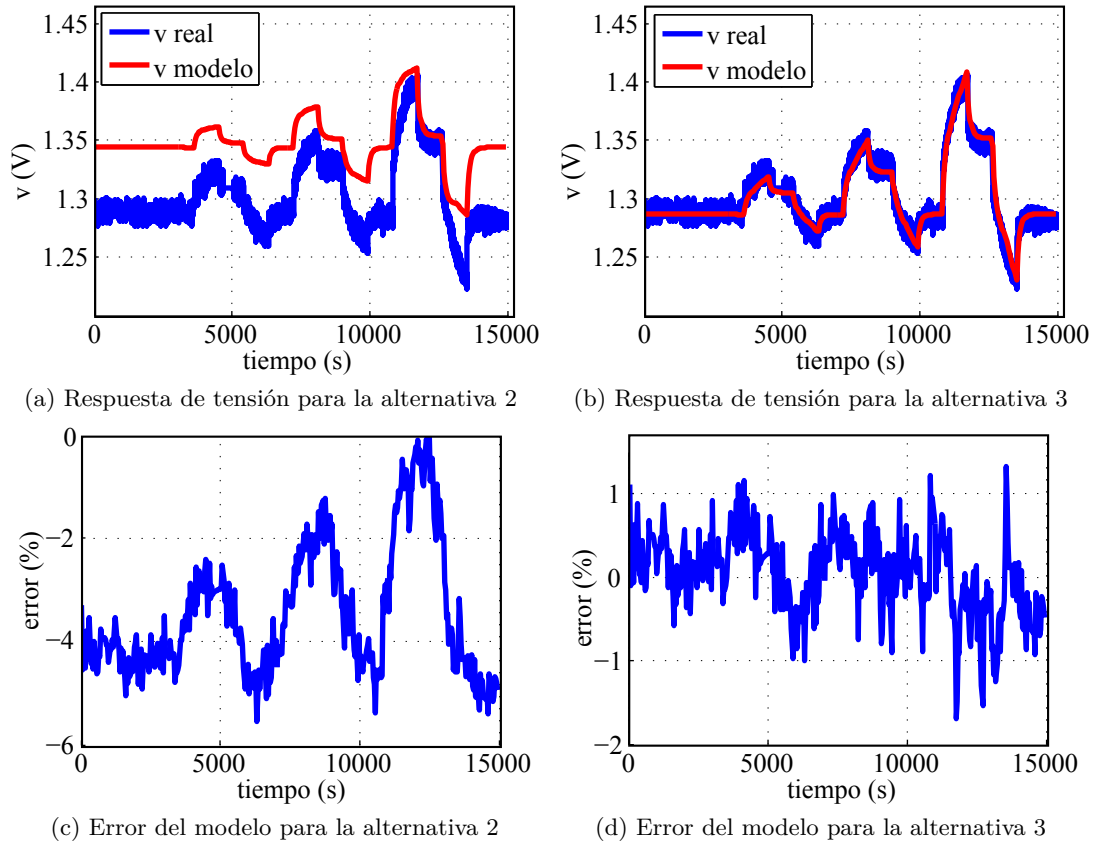


Figura 4.14.: Resultados del ensayo evaluador del caso 1 para las alternativas 2 y 3

#### 4.5. Variaciones térmicas en baterías de níquel–cadmio y su simulación

	$e$	$\Delta e$	$ e_{max} $	$\Delta  e_{max} $
Caso 1. Alternativa 1	0,34 %	—	1,79 %	—
Caso 1. Alternativa 2	3,45 %	3,11	5,55 %	3,76
Caso 1. Alternativa 3	0,39 %	0,05	1,69 %	-0,1
Caso 2 (Bancada)	0,44 %	0,1	2,89 %	1,1

Tabla 4.2.: Errores del modelo para los diferentes casos de estudio

importancia de la histéresis sobre la tensión de circuito abierto.

En la tabla 4.2 se resumen los errores, donde  $e$  corresponde al error medio,  $e_{max}$  al máximo error y  $\Delta e$  a la diferencia de errores respecto a la respuesta del modelo completo.

#### 4.4.3. Conclusión del análisis

De acuerdo con los resultados presentados en la sección, se concluye que:

- Se valida un nuevo modelado de la histéresis basado en un simple circuito eléctrico. También se describen los ensayos de caracterización necesarios para determinar los parámetros del modelo.
- El modelo se evalúa para una celda de níquel cadmio de 11 Ah y para una bancada de 210 celdas de la misma tecnología. Se reproduce la respuesta de tensión de una celda y de la bancada con un error medio de 0,34 % y 0,44 % respectivamente.
- El error medio se incrementa un 3,45 % en el caso de no tener en cuenta el efecto de la histéresis. Es un valor que cuantifica su importancia en la precisión del modelo.
- En el caso donde solo se considera el efecto de la histéresis en la tensión de circuito abierto, el error se reduce a 0,39 %, es decir, el modelado de la histéresis en el resto de parámetros reduce el error un 0,05 %. Aunque el modelado del efecto de la histéresis sobre las polarizaciones no reduce el error de manera significativa, éste nunca empeora.

#### 4.5. Variaciones térmicas en baterías de níquel–cadmio y su simulación

En esta sección se estudia la variabilidad de los parámetros ante diferentes temperaturas ambiente.

Se incluye el efecto de la temperatura en el modelo propuesto mediante una nueva variable en el algoritmo de cálculo del valor de los parámetros descrito en la subsección

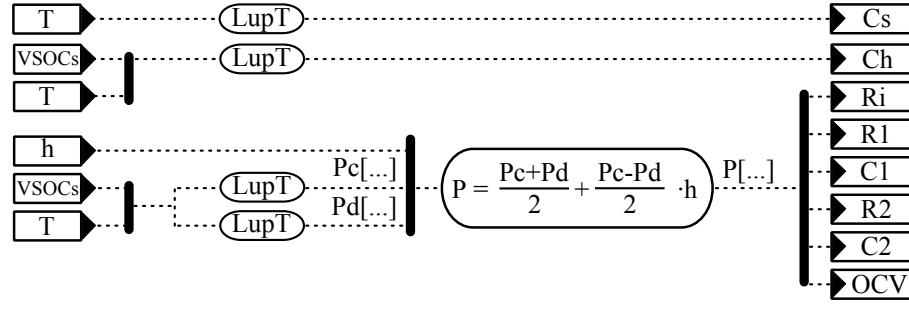


Figura 4.15.: Esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros incluyendo la variable de temperatura ambiente

4.2.4. Esto se hace mediante tablas asociativas ( $LupT$ ) de dos variables de entrada. En la figura 4.15 se muestra el esquema usado como algoritmo de cálculo del valor de los parámetros, incluyendo en el cálculo la variable de la temperatura ambiente  $T$ .

La caracterización y los ensayos se realizaron sobre la celda de níquel–cadmio expuesta en la sección 2.4 y mediante el banco de ensayos descrito en la sección A.2. Se repitieron los ensayos de caracterización de los diferentes circuitos que componen el modelo. Estos ensayos se han descrito en las subsecciones 3.3.1, 4.3.1 y 4.3.2 y son repetidos para diferentes temperaturas ambiente: 10, 20 y 30°C.

Finalmente, se ha comprobado la influencia en la precisión del modelo al considerar el efecto de la temperatura ambiente y se ha comparado con la relevancia de otras variables.

Al igual que en el capítulo 3, en esta sección se utiliza el método de fin de carga por detección del punto de inflexión ( $IPCO$ ) [17] y no se ha tenido en cuenta la pérdida de cargas,  $\eta_{loss} = 1$ , despreciando sus variaciones ante diferentes temperaturas ambiente.

#### 4.5.1. Parámetros del circuito estimador del estado de carga ante diferentes temperaturas ambiente

En la tabla 4.3 se agrupan los valores obtenidos de  $Cs$  tras efectuar el ensayo de caracterización del circuito del estado de carga estándar descrito en la subsección 3.3.1 a diferentes temperaturas ambiente. Se han llevado a cabo tres ensayos para cada temperatura y la media de los tres se toma como dato final. Las variables  $tc$  y  $td$  corresponden con los tiempos transcurridos en los procesos de carga y de descarga.

Según los datos expuestos en la tabla 4.3 se concluye que la capacidad estándar de la batería se incrementa al aumentar la temperatura. Este comportamiento coincide con los resultados presentados en [1].

#### 4.5. Variaciones térmicas en baterías de níquel—cadmio y su simulación

$T(^{\circ}\text{C})$	Valores		
	$Cs(\text{Ah})$	$tc(\text{h})$	$td(\text{h})$
10	9,71	4,41	4,33
20	11,10	5,04	4,94
30	11,49	5,22	5,05

Tabla 4.3.: Parámetro  $Cs$  para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel—cadmio

##### 4.5.2. Parámetros del circuito tensión—corriente ante diferentes temperaturas ambiente

En la figura 4.16 se muestran los parámetros del circuito tensión—corriente tras realizar el ensayo de caracterización del circuito tensión—corriente descrito en la subsección 4.3.1 a diferentes temperaturas ambiente.

Como se observó en ensayos anteriores, el valor de las resistencias y la velocidad de la respuesta dinámica del modelo se incrementa drásticamente para los estados de carga superiores al 90 % e inferiores al 10 %, en procesos de carga y de descarga respectivamente.

El valor mínimo de resistencia para los estados de carga inferiores al 80 % se alcanza para una temperatura ambiente de 20°C. Sin embargo, para altos estados de carga, el valor mínimo se alcanza para temperaturas de 10°C. La respuesta dinámica se incrementa a medida que lo hace la temperatura.

Por último, la tensión de circuito abierto también muestra un incremento al aumentar la temperatura. Sin embargo, esta dependencia es más moderada.

##### 4.5.3. Parámetros del circuito de la histéresis ante diferentes temperaturas ambiente

En la figura 4.17 se muestran los resultados obtenidos tras realizar el ensayo de caracterización del circuito de la histéresis descrito en la subsección 4.3.2 para tres estados de carga iniciales de 20, 50 y 80 %, y para las temperaturas ambientes de 10, 20 y 30°C.

Conforme a los datos de la figura 4.17, el valor de  $Ch$  disminuye para los extremos del estado de carga y se incrementa para valores intermedios. No se detecta una tendencia clara con la temperatura. Las tres series de valores son similares para el margen de temperatura considerado. Por esta razón, se concluye que la dinámica de la histéresis puede considerarse independiente de la temperatura ambiente, dentro del margen estudiado.

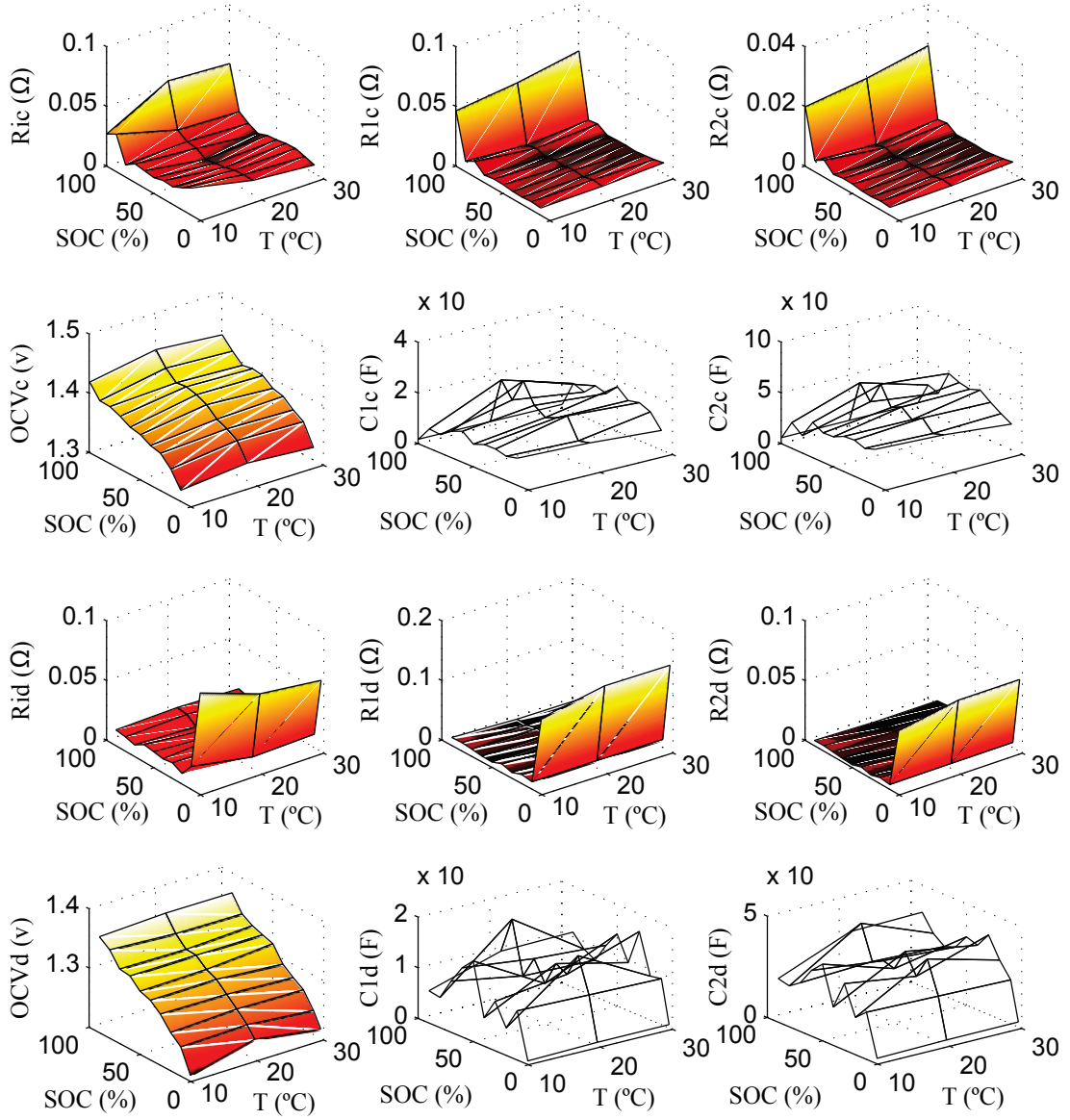
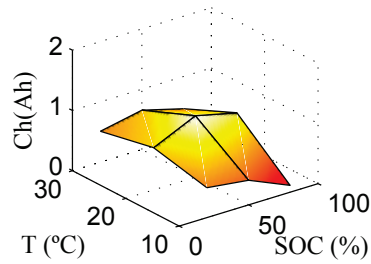


Figura 4.16.: Parámetros del circuito tensión–corriente para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel–cadmio



$T(^{\circ}\text{C})$	$SOC(\%)$		
	20	50	80
10	0,69	0,87	0,85
20	0,70	1,01	0,85
30	0,71	0,9	0,86

Figura 4.17.: Parámetro  $Ch$  en tres estados de carga iniciales para diferentes temperaturas ambiente para una batería níquel–cadmio



$T(^{\circ}\text{C})$	SOC inicial (%)		
	20	50	80
10	1	2	3
20	4	5	6
30	7	8	9

Tabla 4.4.: Casos de estudio

#### 4.5.4. Análisis del error del modelo

En esta subsección se analiza el error del modelo comparando las medidas de las respuestas de tensión de la batería con las respuestas de los modelos. Todos los resultados se obtienen mediante el ensayo evaluador del modelo descrito en la subsección 4.4.1, comparando la respuesta del modelo y la batería ante el perfil de corriente mostrado en la figura 4.12.

Nueve casos de estudio se definen como el resultado de combinar tres diferentes temperaturas (10, 20 y 30°C) con tres diferentes estados de carga iniciales (20, 50 y 80 %). Estos casos se numeran como se muestra en la tabla 4.4.

Con el fin de medir la contribución de considerar cada variable en la precisión de la respuesta del modelo de tensión se han propuesto cuatro alternativas diferentes dependiendo de las variables consideradas:

- Alternativa 1: solo el efecto del estado de carga.
- Alternativa 2: el efecto del estado de carga y la histéresis.
- Alternativa 3: el efecto del estado de carga y la temperatura ambiente.
- Alternativa 4: el efecto del estado de carga, la histéresis y la temperatura ambiente.

Existen otras combinaciones posibles, sin embargo, no se consideran relevantes.

En la figura 4.18 se muestra un ejemplo de las diferentes respuestas de tensión obtenidas para cada alternativa en el caso 2. Se observa cómo al aumentar el número de variables consideradas, la precisión de la respuesta de tensión del modelo aumenta.

Finalmente, todas las combinaciones se simulan. En la figura 4.19 se muestra un resumen gráfico donde se comparan los errores medios obtenidos para cada alternativa y caso posible. El error medio del modelo se calcula como se ha descrito en la subsección 4.4.2 a través de la ecuación (4.6).

De acuerdo con los datos que se muestran en la figura 4.19, el modelo que tiene en cuenta todas las variables es siempre el más preciso y la inclusión de cualquier variable adicional en el modelo no empeora el error.

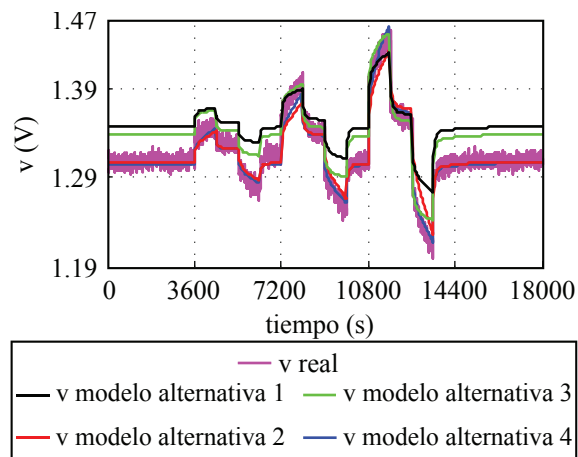


Figura 4.18.: Respuesta de la tensión de la celda real y del modelo para todas las alternativas del caso 2

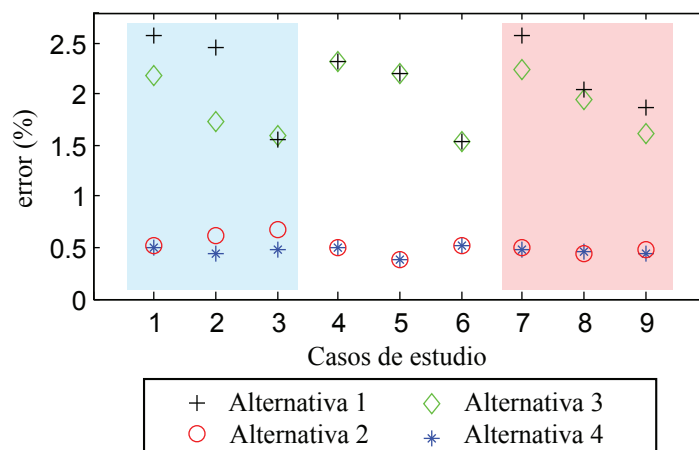


Figura 4.19.: Error medio obtenido para todos los casos y alternativas consideradas

#### 4.5. Variaciones térmicas en baterías de níquel–cadmio y su simulación

	$e$	$\Delta e$
Alternativa 1	2,12 %	—
Alternativa 2	0,50 %	1,62
Alternativa 3	1,93 %	0,19
Alternativa 4	0,46 %	1,67

Tabla 4.5.: Errores del modelo para las diferentes alternativas

La media del error para todos los casos de estudio es de 2,12 %; 0,50 %; 1,93 % y 0,46 % para las alternativas 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

Respecto a la alternativa 1, solo tener en cuenta el efecto del estado de carga, la inclusión del efecto de la histéresis en el modelo disminuye el error medio un 1,62 % mientras que la inclusión de la temperatura ambiente solo lo hace en un 0,19 %. Esto muestra mayor importancia del efecto de la histéresis en la precisión del modelo respecto a la temperatura, en el rango de temperaturas estudiadas.

Respecto a la alternativa 3, considerar el efecto del estado de carga e histéresis, la inclusión del efecto de la temperatura ambiente en la batería siempre disminuye el error, donde la reducción de la media del error para todos los casos es de 0,04 %.

En la tabla 4.5 se resumen los errores, donde  $e$  corresponde al error medio y  $\Delta e$  a la diferencia entre los errores de la alternativa estudiada respecto a la respuesta del modelo completo.

Como se ha detallado en la subsección 4.4.3, para el caso particular de comparar la disminución del error al incluir el efecto de la histéresis en todos los parámetros respecto a solo considerarlo en el *OCV*, el error disminuía un 0,05 %. Al incluir el efecto de la temperatura el error se ha reducido un 0,04 %. Se concluye que es ligeramente más influyente en la precisión del modelo simular el efecto de la histéresis en los parámetros  $R_i$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $C_1$  y  $C_2$  que simular el efecto de la temperatura.

##### 4.5.5. Conclusión del análisis

De acuerdo con los resultados presentados se concluye que:

- Para mejorar la precisión del modelo, es más significativo incluir el efecto del estado de carga e histéresis en los parámetros que incluir el efecto de la temperatura para el rango de temperaturas estudiado. Sin embargo, cuantas más variables se consideran, el error obtenido es menor.
- La capacidad de la batería tiene una fuerte dependencia con la temperatura.
- No hay una dependencia significativa de la histéresis con la temperatura.

- Se ha validado el modelo a la hora de incluir la temperatura ambiente en la precisión de la estimación de la tensión.

## 4.6. Influencia del efecto de la histéresis en diferentes tecnologías

En esta sección se verifica la validez del modelo propuesto para las celdas de tecnología plomo—ácido AGM, plomo—ácido Gel, níquel—cadmio, níquel—metal hidruro, litio—ion y litio—ion polímero descritas en la sección 2.4.

Se comparan los resultados de los ensayos de caracterización haciendo hincapié en el efecto de la histéresis. Se aplica el ensayo de evaluación del modelo sobre las seis celdas con tres diferentes estados de carga iniciales, lo que forma 18 casos de estudio. Se compara cada caso de estudio ante dos alternativas diferentes, la estimación de la tensión teniendo en cuenta el efecto de la histéresis o sin tener en cuenta dicho efecto. Mediante esta comparación se determina el aumento de la precisión del modelo al considerar la histéresis sobre las seis celdas y su nivel de importancia dependiendo de la tecnología.

Se ha elegido un método de final de carga que evitase cualquier tipo de daño sobre las celdas y en la medida de lo posible el proceso de sobrecarga. Se ha optado por un método de final de carga lo más homogéneo posible para todas las tecnologías estudiadas.

El método de detección de final de carga seleccionado consiste en la detección de la tensión de final de carga *EOCV*. Este método no se puede aplicar en baterías de tecnología basadas en electrodo de plomo donde el fabricante impone una carga mínima de 110 % de la capacidad nominal para que la batería no sea dañada. Para baterías de plomo—ácido la detección de final de carga es por tiempo, donde tras una descarga estándar la batería será cargada de forma continuada durante un tiempo igual a  $(1,1 \cdot Cn)/(0,2 \cdot Cn) = 5,5h$  como se indica en las recomendaciones del fabricante. En la tabla 4.6 se muestran los valores de *EODV* y *EOCV* aplicados para cada tecnología.

En esta ocasión la eficiencia de pérdida de cargas no se ha despreciado para comparar su valor entre las diferentes tecnologías.

Como se ha mencionado en la subsección 3.3.1, la corriente en los procesos de carga y de descarga es constante e igual a  $i^\circ = 0,2 \cdot Cn$  A. Este valor se ha seleccionado como valor común a todas las tecnologías siguiendo las recomendaciones de fabricantes y de normativas internacionales de las diferentes tecnologías [71, 72, 73, 55]. En la tabla 4.6 se muestran los valores de corriente aplicados para cada tecnología.

#### 4.6. Influencia del efecto de la histéresis en diferentes tecnologías

	$C_{in}$ (Ah)	$C_s$ (Ah)	$\eta_{loss}$	$E_{in}$ (Wh)	$E_{av}$ (Wh)	$\eta_{Wh}$	$E_{ODV}$ (V)	$E_{OCV}$ (V)	$0,2 \cdot C_n$ (A)
Pb—Ac AGM	2,75	2,50	0,908	6,37	4,90	0,770	1,65	*	0,5
Pb—Ac Gel	11,00	9,18	0,835	25,91	18,38	0,709	1,65	*	2
Ni—Cd	11,38	11,22	0,986	16,20	14,22	0,877	1	1,5	2,2
Ni—MH	2,53	2,34	0,924	3,64	2,86	0,784	1	1,5	0,57
LiIon	2,02	2,00	0,990	7,61	7,40	0,971	2,75	4,2	0,43
LiPo	0,99	0,99	1	3,93	3,78	0,961	2,75	4,2	0,22

\*Detección de final de carga por tiempo

Tabla 4.6.: Principales parámetros del ensayo de caracterización del circuito estimador del estado de carga para diferentes tecnologías

##### 4.6.1. Parámetros del circuito estimador del estado de carga para diferentes tecnologías

Se realiza el ensayo de caracterización del circuito estimador del estado de carga estándar descrito en la subsección 3.3.1. En este ensayo se calculan, aparte de los parámetros  $C_s$  y  $\eta_{loss}$ , otros parámetros interesantes de las baterías que permiten comparar las características de cada tecnología. Todos estos parámetros son mostrados en la tabla 4.6.

En la tabla 4.6 se muestran tres variables que hacen referencia a la energía: la energía de entrada  $E_{in}$  que se calcula como la integral de la corriente por la tensión a lo largo del proceso de carga; la energía disponible  $E_{av}$  que se calcula como la integral de la corriente por la tensión a lo largo del proceso de descarga; y finalmente, la eficiencia energética que se aproxima como  $\eta_{Wh} = E_{av}/E_{in}$ .

Se aprecia que para el método de carga propuesto, las baterías de litio tienen la eficiencia de pérdida de cargas y la eficiencia energética más altas, mientras que las de tecnologías de plomo—ácido tienen las eficiencias más bajas.

##### 4.6.2. Parámetros del circuito tensión—corriente para diferentes tecnologías

Mediante el procedimiento descrito en la subsección 4.3.1 se calculan los parámetros del circuito tensión—corriente en carga y en descarga a lo largo de todo el estado de carga. Se trata de un total de 120 parámetros para cada tecnología.

Para poder comparar las polarizaciones, sus dinámicas y la característica de la tensión de circuito abierto en las diferentes tecnologías, se calculan un conjunto de parámetros de comparación. Estos permiten la comparación con un menor número de datos y son

	$\frac{\overline{VRi}}{\overline{OCV}}$	$\frac{\overline{VRe}}{\overline{OCV}}$	$\frac{\overline{VRi}}{\overline{VRe}}$	$\overline{OCV}$	$\overline{OCVh}$
Pb—Ac AGM	0,020	0,077	0,26	2,05	3,82
Pb—Ac Gel	0,019	0,086	0,22	2,11	4,50
Ni—Cd	0,007	0,039	0,19	1,34	5,90
Ni—MH	0,034	0,054	0,63	1,32	6,22
LiIon	0,006	0,017	0,36	3,77	2,44
LiPo	0,011	0,027	0,40	3,79	2,71

Tabla 4.7.: Parámetros de comparación obtenidos mediante el ensayo de caracterización del circuito tensión—corriente para las diferentes tecnologías

la media de los valores obtenidos en carga y en descarga a lo largo de todo el estado de carga.

Los valores de los parámetros de comparación se muestran en la tabla 4.7 donde:

$\overline{OCV}$  es el valor medio de la tensión de circuito abierto.

$\overline{VRe}/\overline{OCV}$  es el valor medio de la polarización en la resistencia equivalente,  $VRe = |\Delta i| \cdot (Ri + R1 + R2)$ , entre  $\overline{OCV}$ . Este parámetro revela la caída de tensión en las polarizaciones proporcionalmente a la tensión en vacío.

$\overline{VRi}/\overline{OCV}$  consiste en el valor medio de la polarización en la resistencia interna entre  $\overline{OCV}$ . Este parámetro permite estimar la importancia de la polarización en la resistencia interna  $VRi$  respecto a  $\overline{OCV}$ .

$\overline{VRi}/\overline{VRe}$  es el valor medio de la polarización de la resistencia interna entre la equivalente, revelándonos la relación entre las dos polarizaciones. Como se muestra en la tabla 4.7, la polarización en la  $Ri$  es muy significativa respecto a la  $Re$  y superior al 19% en todas las tecnologías. Dado que la polarización en la  $Ri$  se considera instantánea, a mayor proporción de  $VRi$  respecto a la  $VRe$ , se juzga que la dinámica de la polarización es más rápida.

$\overline{OCVh}$  es el valor medio de la diferencia en tanto por ciento entre la tensión de circuito abierto en carga y en descarga que se referencia a la tensión de circuito abierto en carga,  $OCVh = (OCVc - OCVd) \cdot 100 / OCVc$ . Este parámetro permite relacionar en tanto por ciento la tensión de circuito abierto con la magnitud del efecto de la histéresis en la tensión de circuito abierto.

Las celdas con mayores caídas de tensión respecto a la tensión de circuito abierto ( $\overline{VRe}/\overline{OCV}$ ) son las baterías de Pb—Ac AGM y Gel. Este hecho implica mayores pérdidas energéticas por la polarización en la carga y en la descarga. Las celdas con mayor diferencia de  $OCV$  en carga y en descarga ( $\overline{OCVh}$ ) son las baterías de Ni—Cd y Ni—MH. Esto implica pérdidas energéticas en los procesos de carga y de descarga. Como es conocido, las celdas con mayores  $\overline{OCV}$  son LiIon y LiPo. Estos datos res-

#### 4.6. Influencia del efecto de la histéresis en diferentes tecnologías

	$Ch(Ah)$	$(Ch/Cn) \cdot 100 (\%)$
Pb—Ac AGM	0,009	0,35
Pb—Ac Gel	0,305	3,05
Ni—Cd	0,842	7,65
Ni—MH	0,128	4,51
LiIon	0,053	2,46
LiPo	0,052	4,77

Tabla 4.8.: Principales parámetros del ensayo de caracterización del circuito de la histéresis para las diferentes tecnologías

paldan el hecho de que la mayor eficiencia energética es para las celdas con menores polarizaciones y menores diferencias de  $OCV$ . Se juzga la batería de Ni—MH como la celda con mayor velocidad en la polarización (mayor  $\overline{VRi}/\overline{VRe}$ ), mientras que la celda de Ni—Cd resulta ser la tecnología más lenta.

##### 4.6.3. Parámetros del circuito de la histéresis para diferentes tecnologías

Finalmente, se repite el ensayo de caracterización del circuito de la histéresis descrito en la subsección 4.3.2 para diferentes estados de carga iniciales (20, 50 y 80 %) y para todas las tecnologías. Debido a que las polarizaciones de ciertas tecnologías son bajas, la corriente de carga para poder ser despreciadas debe ser aún menor. En esta sección se ha usado una corriente de  $ic = i^\circ/20$  para todas las tecnologías. En la tabla 4.8, se muestra la media de los tres datos obtenidos para cada tecnología junto al porcentaje equivalente respecto a la capacidad nominal de la tecnología correspondiente.

Los datos expuestos en la tabla 4.8 permiten comparar la dinámica de la histéresis. A mayor magnitud de  $Ch$  la celda necesita más cargas para la transición del estado de carga a descarga y viceversa. El dato expuesto en tanto por ciento respecto a la capacidad nominal permite la comparación entre las diferentes tecnologías. Se deduce que la celda con la dinámica de la histéresis más lenta es la de Ni—Cd mientras que la más rápida es la de Pb—Ac AGM. No se observa ninguna relación entre las celdas con mayores magnitudes de histéresis (mayores valores de  $\overline{OCVh}$ ) y su dinámica.

##### 4.6.4. Análisis del error del modelo

Como resultado de combinar tres estados de carga iniciales (20, 50 y 80 %) con las seis diferentes tecnologías estudiadas se definen 18 casos de estudio. Se analiza el error del modelo mediante el ensayo evaluador del modelo descrito en la subsección 4.4.1.

Con el fin de medir las contribuciones del efecto de la histéresis en la precisión de la respuesta de tensión del modelo se proponen dos alternativas diferentes dependiendo

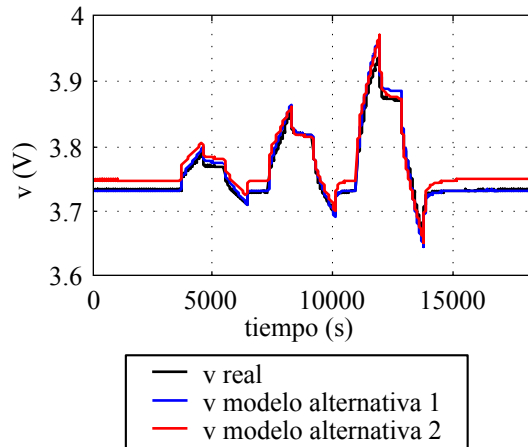


Figura 4.20.: Respuesta de la tensión de la celda real y del modelo para todas las alternativas para la batería de litio-ion

de las variables consideradas:

- Alternativa 1: el efecto del estado de carga y la histéresis.
- Alternativa 2: solo el efecto del estado de carga.

En la figura 4.20 se muestra un ejemplo de las diferentes respuestas de tensión obtenidas para cada alternativa, para el caso de la batería de litio-ion con un estado de carga inicial del 50 %. Se observa cómo al incluir el modelado de la histéresis la estimación de la tensión es más precisa.

En la figura 4.21 se muestra un resumen gráfico de todas las combinaciones simuladas. Se muestra el error medio obtenido para cada alternativa y cada caso posible. El error medio del modelo se calcula como se ha descrito en la subsección 4.4.2 a través de la ecuación (4.6).

Según los resultados expuestos en la figura 4.21 se concluye que el error medio es menor en todos los casos de estudio cuando se incluye el modelado propuesto de la histéresis.

El error medio para la alternativa 1 varía entre 1,12 % (Pb-Ac GEL) y 0,11 % (LiIon), donde la media de todos los casos de estudio es 0,48 %. El error medio para la alternativa 2 varía entre 2,12 % (Pb-Ac GEL) y 0,26 % (LiIon), donde la media de todos los casos de estudio es 1,20 %. La media de todos los casos en la alternativa 1 respecto a la 2, es decir, incluir el efecto de la histéresis en el modelo, reduce el error un 0,71 %.

Los pares de celdas basados en los mismos electrodos responden con una precisión semejante. Por lo tanto, se pueden comparar las celdas nombrando directamente el elemento principal de sus electrodos: plomo Pb, níquel Ni o litio Li.



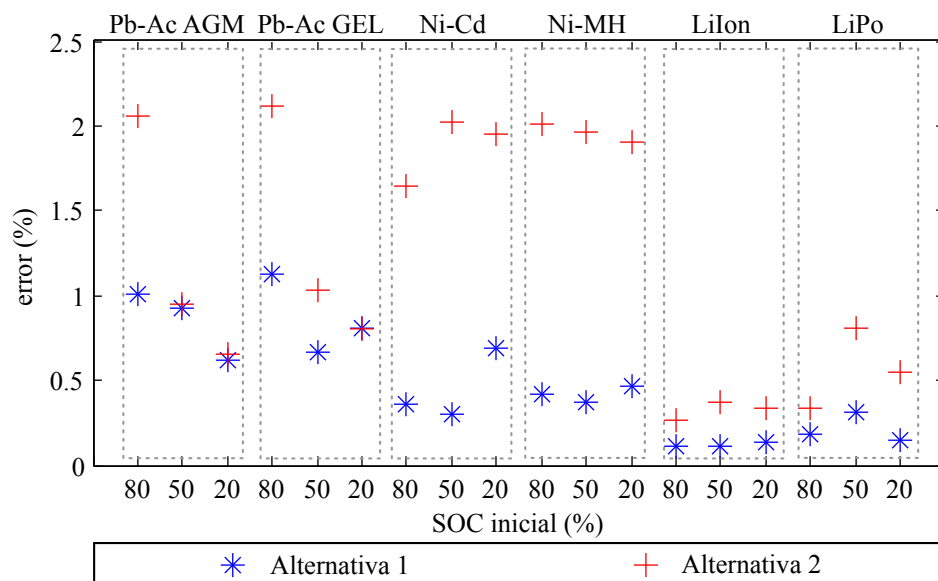


Figura 4.21.: Error medio obtenido para todos los casos y alternativas consideradas

El modelo devuelve una estimación más precisa para la tecnología basada en Li, tanto para la alternativa 1 como en 2. El modelo según la alternativa 1 tiene peores resultados para la batería de Pb, en cambio, para la alternativa 2 los peores resultados son para las baterías de Ni.

El error medio de la alternativa 1 respecto a la 2 se reduce un 0,38 %, 1,47 % y 0,27 % para las baterías basadas en Pb, Ni y Li respectivamente. Se concluye que la incorporación del modelado de la histéresis reduce el error medio más significativamente para baterías de Ni que para el resto de tecnologías. Esto concuerda con el dato calculado en la subsección 4.6.3, donde se ha estimado que la histéresis de la tensión en circuito abierto era más significativa en las baterías de Ni—Cd y Ni—MH.

El modelo se considera adecuado para las celdas estudiadas de Pb, Ni y Li siempre y cuando el error en la estimación de tensión de 0,85 %, 0,43 % y 0,16 %, respectivamente para cada tecnología, se considere aceptable.

En la tabla 4.9 se resumen los errores, donde  $e$  corresponde al error medio y  $\Delta e$  a la diferencia entre los errores de las alternativa 1 y 2, modelo con y sin el efecto de la histéresis respectivamente.

El error en las baterías basadas en Pb aumenta significativamente para estados de carga altos. Probablemente esto se debe a dos sucesos:

1º Dado que en las baterías basadas en Pb el fabricante impone restricciones en la carga para prolongar su vida útil, no se puede restringir la carga para evitar procesos de sobrecarga. Entre otras variables, este proceso está influido de forma drástica por el historial del perfil de corriente, la magnitud de la corriente y la presión de la celda. La

		$e$	$\Delta e$
Pb	Alternativa 1	0,85 %	—
	Alternativa 2	1,23 %	0,38
Ni	Alternativa 1	0,43 %	—
	Alternativa 2	1,9 %	1,47
Li	Alternativa 1	0,16 %	—
	Alternativa 2	0,43 %	0,27

Tabla 4.9.: Errores del modelo para las diferentes alternativas y tecnologías

sobrecarga afecta significativamente a la tensión de la batería. En el modelo propuesto no se tiene en cuenta el proceso de sobrecarga y ello conlleva un aumento del error en la predicción de la tensión.

2º El error en la estimación del estado de carga es máximo al final del ensayo, los motivos de este error se han estudiado en el capítulo 3. Entre las causas que más afectan al error del estado de carga cabe destacar no considerar el aumento de las pérdidas de cargas en la sobrecarga y no considerar la dinámica de recuperación de la capacidad. Estas variables son más significativas en baterías basadas en Pb y Ni. El error en la estimación del estado de carga acentúa el error en la predicción de la tensión.

#### 4.6.5. Análisis y comparativa de los resultados

A lo largo de la actual sección se han extraído todos los parámetros del modelo propuesto y se ha validado su respuesta para todas las tecnologías estudiadas. En la figura 4.22 se reúnen los parámetros más significativos para poder comparar de forma gráfica los resultados obtenidos para todas las celdas.

De la figura 4.22a se destaca que las celdas de LiIon y LiPo son las celdas con mayores eficiencias y menores polarizaciones, las celdas de Pb—Ac AGM y Pb—Ac Gel las de mayor polarización, las celdas de Ni—MH son las de mayor velocidad de polarización y Ni—Cd las de menor.

En la figura 4.22b se distingue que las baterías de Ni—Cd y Ni—MH son las de mayor histéresis en la tensión de circuito abierto, la celda de Pb—Ac AGM tiene la dinámica de histéresis más rápida y la de Ni—Cd la más lenta. En esta comparativa no se observa ninguna relación entre las celdas con mayores magnitudes de histéresis y su dinámica.

Finalmente en la figura 4.22c se observa que el modelo responde con más precisión si se tiene en cuenta la histéresis, que el modelo es más exacto para las baterías de LiIon y LiPo y que la incorporación del modelado de la histéresis es mucho más significativo para las celdas de Ni—Cd y Ni—MH que para el resto.

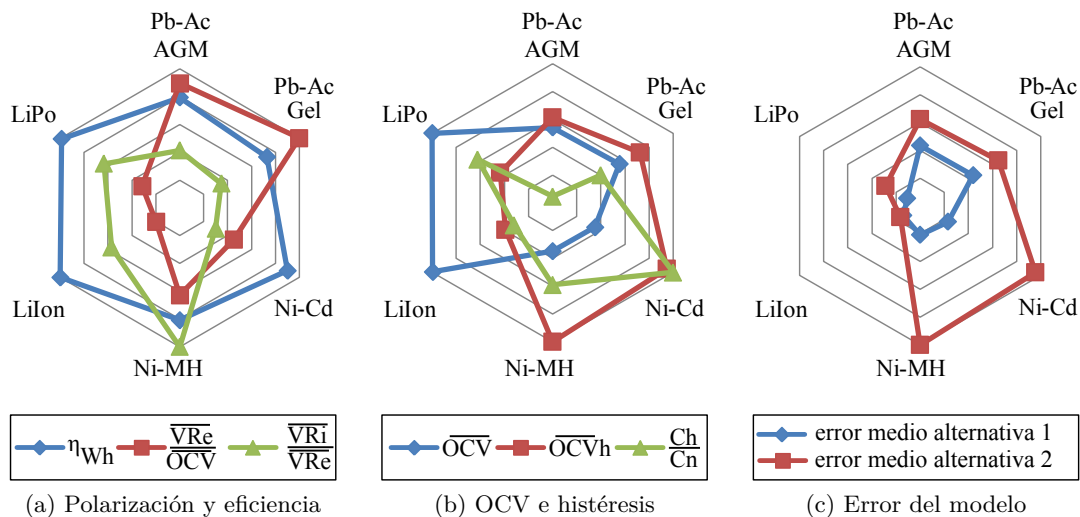


Figura 4.22.: Comparativa de los datos de caracterización y evaluación del modelo

#### 4.6.6. Conclusión del análisis

De acuerdo con los resultados presentados se concluye que:

- Se valida el modelo y los procesos de caracterización para todas las celdas estudiadas de tecnologías: Pb—Ac AGM, Pb—Ac Gel, Ni—Cd, Ni—MH, LiIon, LiPo obteniendo un error medio en la estimación de su tensión de 0,85 %, 0,86 %, 0,45 %, 0,41 %, 0,12 % y 0,21 % respectivamente.
- La incorporación del modelo de histéresis propuesto siempre disminuye el error en la estimación de la tensión, donde su reducción es significativamente mayor en baterías de Ni. Se considera crítico el modelado de la histéresis para baterías de Ni. En cambio, para el resto, su aportación a la precisión no se juzga decisivo.

## 4.7. Conclusiones

A parte de las conclusiones incluidas en cada sección, para el conjunto del capítulo se pueden añadir las siguientes conclusiones:

- Para el aumento de la precisión del modelo se necesitan tener en cuenta otras variables influyentes en los parámetros y otros procesos no abordados en este capítulo. Variables tales como la magnitud de corriente o la presión, y procesos como la sobrecarga o el efecto dinámico de recuperación de capacidad en la estimación del estado de carga. Tener en cuenta estas variables e incluir modelos de estos procesos aumenta el consumo de recursos computacionales, el esfuerzo de parametrización y el número de ensayos de caracterización. No se considera

imprescindible añadir estas variables al modelo si el error promedio se considera aceptable para la aplicación deseada. El estudio en profundidad de estas variables se considera fuera de los objetivos de la tesis.

- Los parámetros relacionados con la capacidad estándar y la eficiencia son extremadamente dependientes del tipo de carga y de los métodos de final de carga seleccionado. Al variar la porción del material activo usado dentro de los límites de la capacidad teórica ( $C_m$ ), el valor de los parámetros caracterizados cambia.
- Los modelos deben diseñarse enfocándose hacia la aplicación a la que van ir dirigidos, el nivel de precisión requerida y la tecnología simulada. En cambio, se juzga el modelo descrito en este capítulo más que suficiente para las aplicaciones estudiadas en la tesis.

Finalmente, mediante el análisis realizado en este capítulo se pueden generar las herramientas de modelado adecuadas, tanto las destinadas a los modelos aplicados a sistemas de simulación como a modelos incluidos en el control en tiempo real. Estos últimos facilitan los parámetros necesarios para el control general y los sistemas de seguridad. En los capítulos siguientes se utilizan modelos basados en el presentado en este capítulo, tan sencillos como la aplicación lo permita.

## Capítulo 5.

# Límites funcionales de las baterías y cálculo de la potencia disponible

En la primera sección del presente capítulo se introducen los algoritmos de cálculo de la potencia disponible más destacables, según los límites de funcionamiento más restrictivos de las baterías electroquímicas. En la sección 5.2 se describe el modelo usado a lo largo del capítulo y sus procesos de caracterización. En la sección 5.3 se discuten los límites de potencia máxima de la batería, que en el proceso de descarga dependen de la tensión mínima de trabajo. Mediante esta tensión mínima de trabajo de la batería se definen los posibles escenarios de aplicación de un novedoso algoritmo descrito en la sección 5.4. Para comprobar el funcionamiento del algoritmo propuesto se realizan varios ensayos dentro de un caso de estudio que se muestra en la sección 5.5 y, posteriormente, se analizan los resultados de los ensayos. Finalmente, en la sección 5.6 se muestran las conclusiones de estos resultados y del capítulo en conjunto.

### 5.1. Introducción

Existen multitud de aplicaciones con baterías electroquímicas que necesitan una estimación de la potencia disponible. Ésta se da como una magnitud de la potencia viable durante un lapso de tiempo concreto. Entre estas aplicaciones cabe destacar aquellas destinadas a vehículos eléctricos e híbridos [74]. La continua estimación del estado de la potencia disponible durante la operación se incluye en la monitorización de la batería, se usa en los sistemas de tiempo real y es una parte fundamental de los sistemas de gestión de las baterías (*BMS*) [28, 75]. También se necesita en multitud de aplicaciones estacionarias [5]. Las aplicaciones estacionarias tratadas en el capítulo 6, como el servicio de suavizado de pendientes y la reducción de picos de potencia, necesitan saber la potencia máxima disponible de la batería para un funcionamiento correcto del sistema.

Se han propuesto gran cantidad de algoritmos de estimación de la potencia disponible, los cuales en su mayoría se destinan a las aplicaciones de vehículos eléctricos. Los tres

métodos más utilizados son [75, 76]:

- Método *PNGV HPPC* : Ensayo de caracterización por pulso híbrido de potencia (*HPPC*, *Hybrid Pulse Power Characterization*), es un método especificado por la asociación de vehículos de nueva generación (*PNGV*, *Partnership for New Generation Vehicles*)[77]. Es el método estándar para los sistemas de gestión de las baterías en las aplicaciones de vehículos y referencia de comparación para otros métodos [76]. El método *HPPC* considera el valor actual de tensión como un valor límite operacional, pero no tiene en cuenta otros límites como la corriente, el estado de carga y las potencias de la celda y solo aplica una predicción con un horizonte de tiempo  $\Delta t$  [75, 76].
- Método del estado de carga límite [76]: El cálculo de este método está basado en el límite máximo y en el mínimo del estado de carga. Utiliza como límite operativo de diseño el estado de carga y se utiliza en conjunto con otros métodos como el *PNGV HPPC*.
- Método por tensión límite [76]: Este método estima la corriente máxima mediante una predicción de la tensión futura y corrige las desventajas del método *PNGV HPPC*. Estos métodos aplican otros límites operativos de diseño para tener un resultado más seguro. La diferencia entre los algoritmos propuestos dentro de este tipo reside en la complejidad o en los tipos de predicción del estado futuro. Estos varían desde las predicciones mediante modelos simples [76] a modelados complejos de la celda [75]. Los modelos propuestos más recientemente usan este método en combinación con complejos modelos de predicción de estados basados en filtros Kalman [78, 79]. Las últimas tendencias incluyen el estudio de la influencia de la temperatura ambiente y el estado de salud en la variabilidad de la potencia disponible [80, 81].

La potencia disponible se puede definir como la potencia máxima que una batería es capaz de entregar de forma continuada durante un intervalo de tiempo  $\Delta t$  sin sobrepasar los límites operativos de diseño: de corriente de la batería ( $i_{min}$  e  $i_{max}$ ), de voltaje ( $v_{min}$  y  $v_{max}$ ), del estado de carga ( $SOC_{min}$  y  $SOC_{max}$ ) o de potencia ( $P_{min}$  y  $P_{max}$ ) [76, 78].

Los límites operativos de diseño están condicionados por los requisitos de la aplicación, los límites de seguridad de la batería o del sistema que la engloba. Los algoritmos de cálculo de potencia máxima estiman la corriente máxima permitida para que no sean sobrepasados el resto de límites, fijando así nuevos límites de corriente para descarga y carga ( $i_{min}^{dis,volt}$ ,  $i_{max}^{chg,volt}$ ,  $i_{min}^{dis,SOC}$  y  $i_{max}^{chg,SOC}$ ). El valor más restrictivo se usa como referencia.

El límite operacional más restrictivo suele ser el límite de voltaje. El límite de tensión máxima suele estar definido por un valor máximo de seguridad de la batería. Este límite prevé situaciones potencialmente perjudiciales para la batería como la fuga térmica o el exceso de presión en la celda [1]. El voltaje límite mínimo se establece principalmente por dos criterios diferentes: la tensión requerida por el sistema ( $RAV$ ) o la tensión de inversión de polaridad de la celda ( $CPRV$ ) [17], donde usualmente la tensión mínima requerida por el sistema  $v_{min}^{RAV}$  es el valor más restrictivo.

Tradicionalmente, los algoritmos de estimación de potencia disponible calculan la corriente basándose en el límite de tensión  $v_{min}^{RAV}$  y considerando que este valor es óptimo para conseguir la máxima potencia de la batería. Sin embargo, en el caso de las aplicaciones donde la tensión límite es suficientemente baja, la potencia máxima se obtiene con un nivel de tensión diferente a  $v_{min}^{RAV}$ . Este capítulo se centra en la dependencia entre la máxima potencia de descarga y los límites inferiores de tensión.

## 5.2. Modelo de la batería utilizado y su caracterización

El modelo de batería usado en este capítulo está compuesto por un circuito tensión—corriente basado en un circuito Thévenin para describir la tensión de la batería. Este circuito consiste en la asociación de una fuente de tensión con una resistencia. La fuente de tensión simula la tensión de circuito abierto ( $OCV$ ), dependiente del estado de carga ( $SOC$ ). La relación entre la tensión del circuito abierto y el estado de carga se obtiene mediante el ensayo de caracterización del circuito tensión—corriente detallado en la subsección 4.3.1.

La resistencia simula la resistencia equivalente de la batería ( $Re$ ).  $Re$  se calcula para cada instante  $t$  como  $Re = (v - OCV) / i$  [82] y se considera constante durante un intervalo de tiempo  $\Delta t$ , tras el cual se calcula nuevamente. Esto es posible gracias a utilizar un alta frecuencia de ejecución del algoritmo. El valor mínimo de  $Re$  se estipula como la resistencia interna proporcionada por el fabricante.

Para la estimación del estado de carga se usa el modelo eléctrico contador de amperios hora descrito en la subsección 4.2.1 y que se muestra en la imagen 4.1. En este capítulo la eficiencia de pérdida de cargas se fija a un valor de 0,98 en proceso de carga ( $\eta_{loss} = 0,98$  para  $i > 0$ ) y a uno en la descarga ( $\eta_{loss} = 1$  para  $i < 0$ ). En la figura 5.1 se muestra la topología del circuito tensión—corriente, donde  $v$  es la tensión de la batería. Las polaridades de la tensiones  $VSOCs$  y  $v$  se indican mediante flechas rojas.

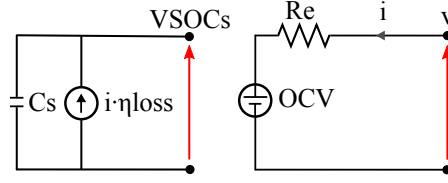


Figura 5.1.: Modelo eléctrico de tensión—corriente usado

### 5.3. Potencia máxima de la batería

Mediante el modelo que se muestra en la figura 5.1 el valor de la tensión de la batería se puede expresar como

$$v = OCV + Re \cdot i. \quad (5.1)$$

La potencia de la batería es  $P = v \cdot i$ . Mediante el valor de la tensión de la batería expuesto en la ecuación (5.1) la potencia de la batería se puede calcular de la siguiente forma

$$P = OCV \cdot i + Re \cdot i^2. \quad (5.2)$$

Al igual que en el resto de la tesis, en la ecuación (5.2) la corriente negativa se asigna a los procesos de descarga, mientras que la corriente positiva a los procesos de carga.

Las magnitudes de corriente que permiten obtener los valores máximos y los mínimos de potencia, pueden ser calculadas mediante el valor de corriente que hace cero la derivada de la potencia, que aplicado a la expresión (5.2) queda como

$$dP/di = OCV + 2 \cdot Re \cdot i = 0. \quad (5.3)$$

Sustituyendo el valor de corriente que hace la potencia de descarga máxima de la ecuación (5.3), ésta se puede estimar de la siguiente forma

$$i_{min}^{dis, Pmax} = \frac{-OCV}{2 \cdot Re}. \quad (5.4)$$

Según las ecuaciones (5.1), (5.2) y (5.4), se observa que:

- Para el modelo simplificado de batería no existe un valor máximo de potencia de carga.
- La potencia disponible en carga deberá ser calculada mediante los límites de la aplicación o de seguridad.
- Solo existe un valor de corriente que hace la potencia de descarga máxima.



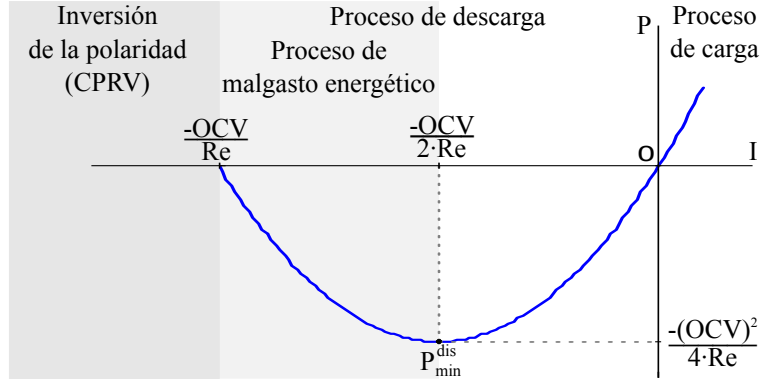


Figura 5.2.: Relación entre corriente y potencia de la batería

- El valor de corriente que hace la potencia máxima depende únicamente de la tensión de circuito abierto y de la resistencia equivalente.

Despejando el valor de la corriente calculada en la ecuación (5.4) en la expresión de la potencia de la ecuación (5.2), la potencia límite en descarga queda como

$$P_{min}^{dis} = OCV \cdot \frac{-OCV}{2 \cdot Re} + Re \cdot \frac{OCV^2}{4 \cdot Re^2} = \frac{-(OCV^2)}{4 \cdot Re}. \quad (5.5)$$

Según las ecuaciones (5.2) y (5.5), se deduce que:

- Los valores de corriente que hacen el valor de potencia igual a cero,  $P = 0$ , corresponden a  $i = 0$  e  $i = -(OCV/Re)$ .
- Para valores superiores a  $i = 0$  la batería se encuentra en un proceso de carga.
- Para valores comprendidos entre  $i = 0$  e  $i = -(OCV/Re)$  la batería se encuentra en un proceso de descarga.
- Para valores inferiores a  $i = -(OCV/Re)$  la celda ha invertido la polaridad de su tensión, con valores inferiores al CPRV. Ésta es una situación a evitar en cualquier caso.
- Tanto el valor límite de potencia en descarga como el valor de corriente que hace cero la potencia dependen de  $OCV$  y  $Re$ .

En la figura 5.2 se muestra el valor de potencia según los diferentes valores de corriente para un único valor de  $Re$ .

Como se muestra en la figura 5.2, la potencia en la descarga según la corriente traza una parábola. En el vértice de la parábola se encuentra el valor de potencia límite de descarga calculado según la ecuación (5.5) para la corriente mostrada en la ecuación

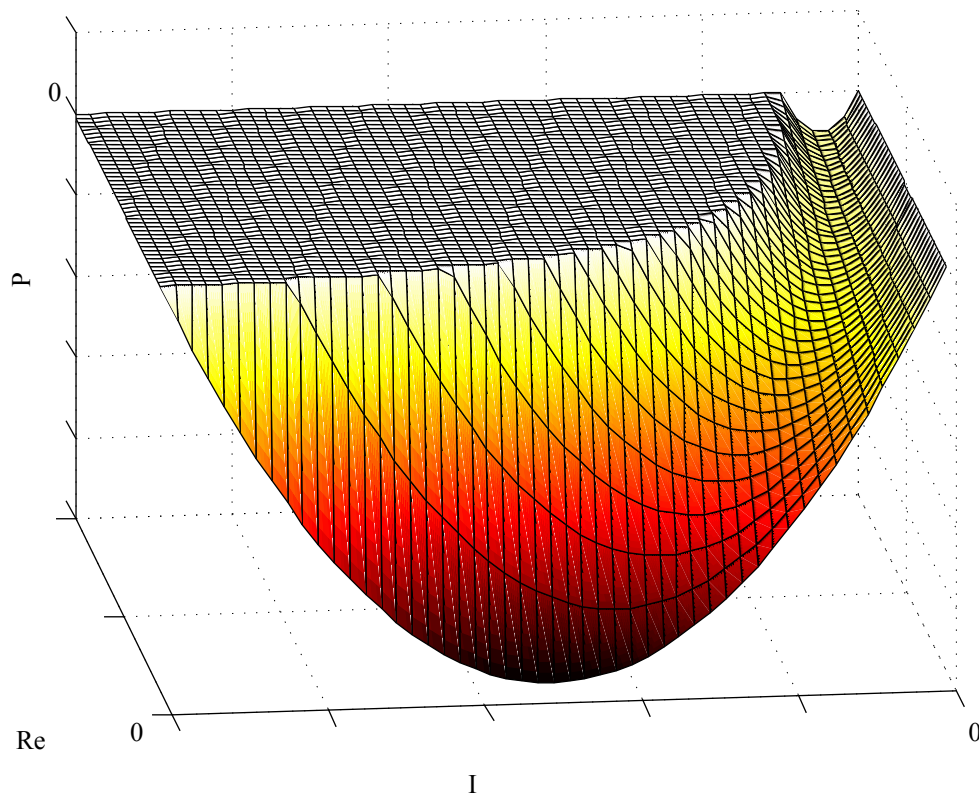


Figura 5.3.: Relación entre corriente, resistencia equivalente y potencia de la batería

(5.4). En el corte de la parábola con el eje de la corriente se aprecian los valores de corriente que hacen cero la potencia.

En la figura 5.2 se ha dividido la zona de trabajo de la batería en tres: proceso de carga, de descarga e inversión de la polaridad. Para los valores comprendidos entre el vértice de la parábola y el límite antes de la inversión de la polaridad, para una magnitud de potencia concreta, se consume más energía de la necesaria dado que podíamos extraer la misma potencia de la celda consumiendo menos energía. Cuando la batería trabaja en esta zona el proceso se define como proceso de malgasto energético (*WEP, wasted energy process*). En este proceso, se transforma más energía en forma de calor dentro de la batería que la extraída de la propia batería [26]. Por lo tanto, se puede extraer mayor magnitud de potencia con una magnitud de corriente menor a la máxima.

En la figura 5.3 se muestra el valor de la potencia para diferentes valores de corriente y de resistencia equivalente. La potencia dibuja diferentes parábolas en función de la resistencia equivalente.

### 5.3.1. Tensión mínima de la batería para la potencia máxima de descarga

La batería entra en el proceso de malgasto energético para los algoritmos que induzcan a la batería a tensiones menores que la tensión alcanzada con la corriente  $i_{min}^{dis,Pmax}$ . El valor de tensión mínima debe ser calculado aplicando el valor de corriente  $i_{min}^{dis,Pmax}$  cuantificado en la ecuación (5.4) sobre el modelo caracterizado por la ecuación (5.1), obteniendo así un valor de tensión mínimo para la batería de

$$v_{min}^{dis,Pmax} = OCV + \frac{-OCV}{2 \cdot Re} \cdot Re = \frac{OCV}{2}. \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) muestra el valor de la tensión de la batería para obtener la potencia máxima, que solo depende del  $OCV$ . En ningún caso en la descarga de la batería se debe sobrepasar el valor de  $v_{min}^{dis,Pmax}$ . Cualquier algoritmo de estimación de potencia disponible debe usar como tensión mínima el valor más restrictivo entre esta tensión y la requerida por el sistema  $v_{min}^{RAV}$ . Comparando las tensiones  $v_{min}^{RAV}$  y  $v_{min}^{dis,Pmax}$ , existen dos posibilidades:

**Que  $v_{min}^{RAV}$  siempre sea mayor que  $v_{min}^{dis,Pmax}$ .**

En esta situación  $v_{min}$  es fija y siempre igual a  $v_{min}^{RAV}$ . Éste es el caso más estudiado por la bibliografía. Habitualmente, se halla en las baterías donde existe alta restricción de seguridad en la tensión mínima como es el caso de las baterías con tecnología basada en litio, o las aplicaciones donde se necesita una tensión mínima alta para la aplicación. En este escenario la corriente límite calculada por el algoritmo siempre es más restrictiva que  $i_{min}^{dis,Pmax}$ . La batería nunca entra en el proceso de malgasto energético y el límite de  $v_{min}^{dis,Pmax}$  no se aplica.

**Que  $v_{min}^{RAV}$  pueda ser menor que  $v_{min}^{dis,Pmax}$ .**

En esta otra situación  $v_{min}$  es variable y depende de la tensión de circuito abierto. Esto sucede en las baterías donde se puede trabajar a bajos  $OCV$  o en aplicaciones donde la tensión mínima no es muy restrictiva. En este caso se necesita tener en cuenta el valor de  $v_{min}^{dis,Pmax}$  para el cálculo de  $v_{min}$  y en consecuencia,  $i_{min}^{dis,Pmax}$ . Se trata del caso de estudio de este capítulo.

## 5.4. Algoritmos de cálculo

La restricción de  $v_{min}^{dis,Pmax}$  se deberá considerar en cualquier algoritmo que trabaje en el escenario descrito en la subsección 5.3.1. Cualquier algoritmo de estimación de potencia disponible que pueda trabajar en este escenario debe evitar trabajar en el

proceso de malgasto energético. Por todo ello, la tensión mínima de la batería debe ser calculada como

$$v_{min} = \min \left( v_{min}^{RAV}, v_{min}^{dis,Pmax} \right). \quad (5.7)$$

En este capítulo se estudia la repercusión de trabajar en el proceso de malgasto energético en el método *PNGV HPPC*. A la hora de comparar el algoritmo propuesto con el *PNGV HPPC* se considerará que la corriente límite de este algoritmo se estima como

$$\begin{aligned} i_{max}^{chg,PNGV} &= \frac{v_{max}-OCV}{Re} \\ i_{min}^{dis,PNGV} &= \frac{v_{min}^{RAV}-OCV}{Re}. \end{aligned} \quad (5.8)$$

El método se ha ampliado incluyendo los límites operativos de la corriente límite,  $i_{min}$  y  $i_{max}$ . Las ecuaciones finales del método tradicional, teniendo en cuenta el valor más restrictivo entre estos límites y los expuestos en las ecuaciones (5.8) quedan como

$$\begin{aligned} i_{max}^{chg} &= \min \left( i_{max}, i_{max}^{chg,PNGV} \right) \\ i_{min}^{dis} &= \max \left( i_{min}, i_{min}^{dis,PNGV} \right). \end{aligned} \quad (5.9)$$

En este capítulo se presenta un algoritmo de estimación de potencia disponible partiendo del método *PNGV HPPC*, el cual se modifica para evitar entrar en el proceso de malgasto energético. Los límites de corriente del método propuesto sustituyen el límite de corriente de descarga de las ecuaciones (5.8) por el obtenido en la ecuación (5.4), quedando las ecuaciones del modelo propuesto como

$$\begin{aligned} i_{max}^{chg} &= \min \left( i_{max}, i_{max}^{chg,PNGV} \right) \\ i_{min}^{dis} &= \max \left( i_{min}, i_{min}^{dis,Pmax} \right). \end{aligned} \quad (5.10)$$

El algoritmo propuesto tiene como principal objetivo evitar trabajar en el proceso de malgasto energético, el cual solo aparece durante los procesos de descarga.

En los procesos de carga, el algoritmo propuesto es idéntico al *PNGV HPPC*. Por ello, los ensayos desarrollados se centran en los procesos de descarga.

## 5.5. Caso de estudio

Se estudian los diferentes resultados entre el algoritmo propuesto y el *PNGV HPPC* mediante dos ensayos sobre una bancada real. Se comprueban las consecuencias de trabajar en el proceso de malgasto energético y las ventajas del modelo propuesto en términos de energía y de potencia extraída.

$v_{min}^{RAV}$	100V	$v_{max}$	400V
$i_{min}$	-24A	$i_{max}$	24A
$P_{min}$	-10kW	$P_{max}$	10kW

Tabla 5.1.: Límites operativos de diseño del banco de ensayos de la bancada de baterías

### 5.5.1. Banco de ensayos, bancada de baterías y escenario de trabajo

El modelo propuesto se valida para una bancada de 210 celdas de níquel–cadmio dentro de un sistema en tiempo real. Las celdas corresponden con las descritas en la sección 2.4. Este tipo de baterías permite trabajar a tensiones muy bajas incluso pudiendo alcanzar cero voltios sin riesgo para las baterías. El banco de ensayos utilizado para la carga y la descarga de la bancada equivale a la segunda topología descrita en la subsección A.1.1.

El banco de ensayos utilizado puede trabajar hasta una magnitud de corriente de 24A sin riesgo. El escenario propuesto conlleva una aplicación que requiere una tensión mínima de  $v_{min}^{RAV} = 100V$ . Esta tensión es suficientemente alta para la seguridad de las baterías de níquel–cadmio y es superior a la tensión de inversión de polaridad. La potencia límite del banco de ensayos, tanto en descarga como en carga, es de 10kW. Dado que el estudio de este capítulo se centra en la descarga, no se necesita considerar la tensión máxima. No obstante, ésta se indica como  $v_{max} = 400V$ .

En la tabla 5.1 se muestra un resumen de los requisitos del sistema.

### 5.5.2. Análisis de la respuesta ante el algoritmo propuesto

Como se ha indicado en la sección 5.5 se compara el método propuesto y el método *PNGV HPPC* mediante dos ensayos:

1. Ensayo evaluador del algoritmo propuesto.
2. Ensayo evaluador del algoritmo tradicional *PNGV HPPC*.

En los dos ensayos partiremos de la bancada plenamente cargada. Como método de fin de carga se utiliza la detección del punto de inflexión (*IPCO*) [17], método que se ha explicado en la subsección 3.3.1. El proceso de carga se realiza con una corriente constante de 8,8A. Tras una hora de reposo, se procede a descargar la batería a plena potencia mediante los dos métodos.

El algoritmo para de descargar una vez que la potencia límite en descarga calculada por los algoritmos sea  $-100W$ . Este valor de potencia mínima de descarga se considera como un requisito de la aplicación.

En la figura 5.4 se muestra el resultado de los dos ensayos. Dado que la zona a estudiar se produce en procesos de descarga, las partes de carga y de reposo se obvian.

En la primera gráfica de los dos ensayos se muestra la tensión de la bancada  $v$ , la tensión de circuito abierto estimada por el modelo descrito en la sección 5.2 y el valor de tensión mínimo para no trabajar en el proceso de malgasto energético. Este último es calculado en la ecuación (5.6) como  $v_{min}^{dis,Pmax} = OCV/2$ .

En la segunda gráfica se muestra la corriente de descarga de la batería  $i$  y la corriente calculada de los dos algoritmos  $i_{min}^{dis,Pmax}$  y  $i_{min}^{dis,PNGV}$ . Para la evaluación del algoritmo tradicional *PNGV HPPC*, la corriente se obtiene de la ecuación (5.9), mientras que para el algoritmo propuesto la corriente se obtiene de la ecuación (5.10). La referencia de las dos corrientes se muestra en ambos casos para su comparación, aunque solo una corresponde a la aplicada a la bancada para cada caso.

En la figura 5.4 se observa que inicialmente en los dos ensayos la corriente de descarga es la máxima permitida por el banco de ensayos. Esto es así, ya que aquella calculada por los algoritmos es superior a la corriente límite fijada  $i_{min} = -24A$ .

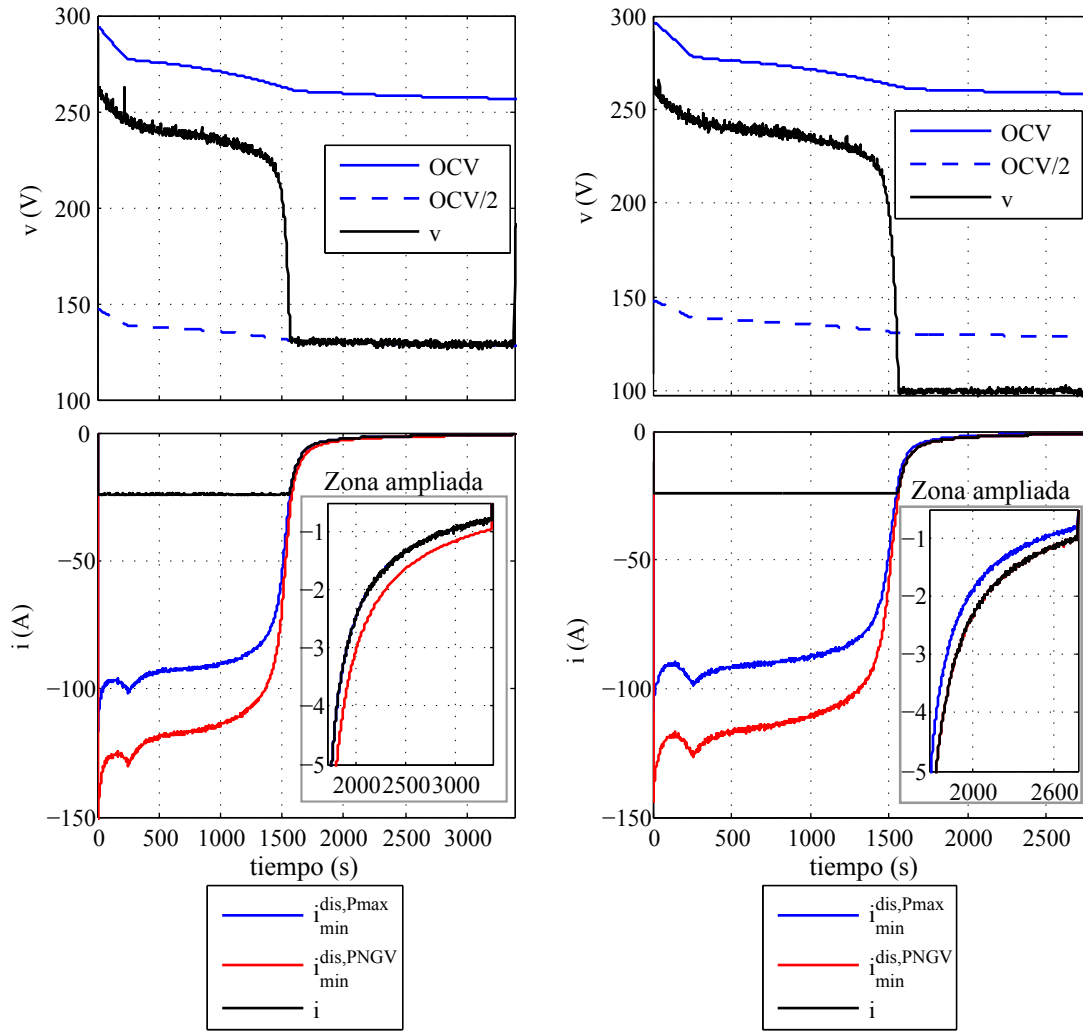
Una vez que el módulo de la corriente calculada por los algoritmos es menor que  $i_{min}$ , la corriente de la batería hace un seguimiento de la corriente calculada por el algoritmo. A partir de este punto, en el ensayo evaluador del algoritmo tradicional, la corriente de la batería es  $i = i_{min}^{dis,PNGV}$  y en el ensayo evaluador del algoritmo propuesto es  $i = i_{min}^{dis,Pmax}$ .

En la figura 5.4 se aprecia que la corriente del algoritmo tradicional es superior a la corriente del algoritmo propuesto en todos los casos. Esto es así, ya que el algoritmo tradicional hace un seguimiento de la tensión mínima  $v_{min}^{RAV}$  y el algoritmo propuesto hace un seguimiento de la tensión que genera la máxima potencia  $v_{min}^{dis,Pmax}$ .

La tensión de la bancada en el algoritmo propuesto nunca desciende de  $v_{min}^{dis,Pmax}$ , mientras que en el algoritmo tradicional nunca desciende de  $v_{min}^{RAV}$ . Por ello, al aplicar el algoritmo tradicional una parte del proceso se encuentra con la tensión de la batería con un valor menor que  $v_{min}^{dis,Pmax}$ . Cuando esto sucede la batería trabaja en el proceso de malgasto energético. En este intervalo, la potencia de descarga no es la máxima posible y hay un consumo energético innecesario de la batería, el cual se disipa en forma de calor.

En la figura 5.5 se muestra la potencia de salida de la batería en los dos ensayos tanto para el algoritmo propuesto  $P^{dis,Pmax}$  como para el algoritmo tradicional  $P^{dis,PNGV}$ .

En la figura 5.5 se observa que la potencia obtenida mediante el algoritmo propuesto es mayor a lo largo de todo el ensayo. Esto es así aunque la corriente de la batería en el algoritmo tradicional es mayor. El algoritmo propuesto es capaz de extraer una magnitud de potencia mayor durante más tiempo. Esto es consecuencia de que el algoritmo tradicional entra en el proceso de malgasto energético. En la zona ampliada de



(a) Ensayo evaluador del algoritmo propuesto

(b) Ensayo evaluador del algoritmo tradicional

Figura 5.4.: Resultados de los ensayos evaluadores del método propuesto y del tradicional

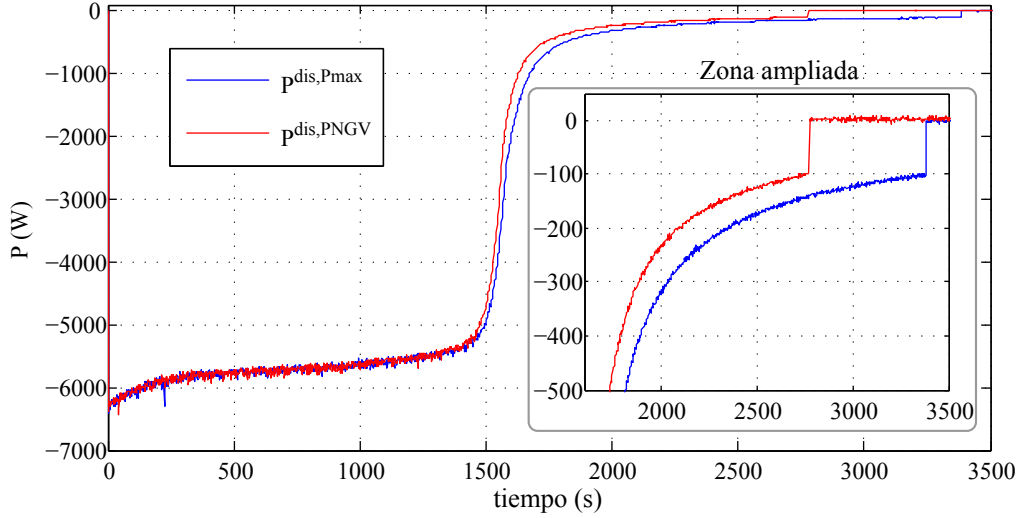


Figura 5.5.: Potencia de descarga de los ensayos evaluadores del método propuesto y tradicional

la figura 5.5 se observa cómo los dos algoritmos paran de descargar al alcanzar el valor de  $-100\text{W}$ . Esto se define como requerimiento del sistema. El algoritmo propuesto ha extraído  $2611\text{Wh}$  a lo largo de la descarga y el método tradicional  $2534\text{Wh}$ . Evitando que la bancada trabaje en el proceso de malgasto energético, el algoritmo propuesto ha podido extraer  $3,03\%$  más de energía.

## 5.6. Conclusiones

De acuerdo con los resultados presentados en este capítulo, se concluye que:

- Para un mismo valor de potencia de descarga es posible usar dos valores diferentes de corriente, uno con magnitud inferior a  $i_{\min}^{\text{dis},P_{\text{max}}}$  y otro con magnitud superior. El segundo consume más energía que el primero disipándola en forma de calor.
- Los procesos de descarga con magnitudes de corrientes mayores que  $i_{\min}^{\text{dis},P_{\text{max}}}$  se llaman procesos de malgasto energético. Este proceso debe ser evitado para maximizar la magnitud de potencia y la cantidad de energía extraída de la batería.
- Cuando los algoritmos de estimación de potencia disponible trabajan en el escenario definido en la subsección 5.3.1, donde la tensión  $v_{\min}^{\text{RAV}}$  es menor que  $v_{\min}^{\text{dis},P_{\text{max}}}$ , se debe considerar la limitación de  $i_{\min}^{\text{dis},P_{\text{max}}}$  para evitar el proceso de malgasto energético. Este escenario no es habitual en las aplicaciones de vehículos eléctricos, pero se considera más probable en las aplicaciones estacionarias, como aquellas relacionadas con los servicios a la red descritos en el capítulo 6.



- Esta mejora se puede aplicar a otros algoritmos de estimación de potencia disponible simplemente limitando la tensión de la batería a un valor nunca menor a  $v_{min}^{dis, Pmax}$ .
- El algoritmo se ha validado sobre una bancada de 210 celdas de níquel—cadmio.
- Se extrae un 3,03 % más de energía de la bancada mediante el algoritmo propuesto en comparación con el tradicional. Al mismo tiempo, se ha observado un nivel de potencia mayor durante todo el proceso de descarga.

El algoritmo de cálculo de potencia disponible debe ser implementado en todos los algoritmos de control de sistemas que usan sistemas de almacenamiento. En el capítulo 6, donde la bancada de baterías se usa en aplicaciones de red, el algoritmo de estimación de potencia disponible propuesto se implementa en todos los algoritmos estudiados. Solo se especifican sus consecuencias en los casos que se crean interesantes o convenientes.



## Capítulo 6.

# Aplicaciones del almacenamiento energético en sistemas estacionarios

En la primera sección del presente capítulo se introducen todas las áreas que se han identificado donde se utilizan sistemas de acumulación energética. En la sección 6.2, se enumeran y agrupan todas las aplicaciones encontradas en la bibliografía destinadas a las redes eléctricas. Dentro de las aplicaciones descritas se seleccionan las más destacables, sobre las cuales se extiende su estudio describiendo los algoritmos más usuales. En las secciones 6.3 y 6.4, se detallan los algoritmos de las aplicaciones seleccionadas, los servicios de suavizado de pendientes y de reducción de picos de potencia, analizando los resultados de su implementación. Finalmente, en la sección 6.5 se incluyen las conclusiones generales del capítulo.

### 6.1. Sistemas con dispositivos de almacenamiento energético

El desarrollo tecnológico en el campo energético es un factor fundamental para el crecimiento y la expansión de sectores esenciales en la sociedad contemporánea. Sectores como el transporte, las telecomunicaciones y la red eléctrica necesitan soluciones en el ámbito del almacenamiento energético para seguir creciendo en la incorporación y en el desarrollo de elementos como el vehículo eléctrico, la telecomunicación móvil y las energías renovables.

En este aspecto los servicios y las aplicaciones ofrecidas por el almacenamiento desempeñan un papel fundamental en el aprovechamiento óptimo de nuestros recursos energéticos.

Los sistemas con dispositivos de almacenamiento energético pueden ser catalogados dentro de los sistemas estacionarios o móviles. En los sistemas móviles se pueden encontrar sistemas destinados al sector transporte o aparatos portátiles [6]. Los sistemas estacionarios ofrecen sus servicios a diversas redes energéticas. Las áreas de actuación de las diferentes categorías se especifican a continuación:

- Sistemas móviles
  - Sector transporte: los vehículos eléctricos se presentan como el medio de transporte del futuro, existiendo dos grandes grupos diferenciados según la tecnología que utilizan, pilas de combustible o baterías electroquímicas. La electrificación del sector transporte se pretende hacer de forma gradual mediante la hibridación de los sistemas de propulsión por medio de vehículos híbridos. Hasta alcanzar los vehículos puramente eléctricos se pretende pasar por diferentes niveles de hibridación y por vehículos híbridos enchufables. Dentro de esta categoría se deben incluir todos los tipos de vehículos y medios tractores eléctricos como bicicletas, aeronaves, vehículos recreativos, maquinaria industrial, comercial, propulsión submarina y baterías de arranque, luz y encendido (*SLI*) [2, 3, 22].
  - Aparatos portátiles: dentro de esta categoría se encuentra cualquier dispositivo portátil que funcione como un sistema autónomo de energía. Se incluyen los dispositivos enmarcados en la electrónica de consumo (ordenadores, teléfonos, reproductores de música, juguetes, relojes...), herramientas, dispositivos de iluminación, señalización, vigilancia, aparatos médicos, militares, espaciales, meteorológicos o de instrumentación [22].
- Sistemas estacionarios
  - Redes energéticas: los sistemas de acumulación energética pueden ofrecer diferentes servicios y aplicaciones destinadas a la mejora de la calidad energética y al avance hacia la innovación tecnológica de los sistemas estacionarios. Se considera una amplia variedad de tamaños de redes energéticas, micro-redes, sistemas aislados y redes con energías renovables.

Las diferentes categorías se describen para una amplia variedad de sistemas de almacenamiento energético que se basan en diferentes vectores energéticos como el vector eléctrico, térmico o del hidrógeno, por mencionar los más destacables. En la actualidad la red de distribución de energía eléctrica es el sistema más desarrollado y con mayor infraestructura. Esta tesis se centra en las aplicaciones de almacenamiento energético destinadas a los sistemas estacionarios dentro de redes eléctricas.

## 6.2. Almacenamiento energético para redes eléctricas

En los últimos años se ha incrementado el interés por los sistemas de almacenamiento energético en la red eléctrica para dar solución a sus diferentes problemas. Esto se ha visto favorecido por las posibilidades de los sistemas de almacenamiento a la hora

Generación	1. Arbitraje y nivelación de carga.
	2. Capacidad de suministro eléctrico.
	3. Suavizado de pendientes.
	4. Regulación y reserva de capacidad de suministro.
	5. Control de tensión.
	6. Arranque autógeno.
	7. Seguimiento de carga.
Transmisión y distribución ( <i>T&amp;D</i> )	8. Aplazamiento de actuación en líneas de transmisión y distribución.
	9. Alivio de congestión.
	10. Estabilidad de la infraestructura de transmisión y distribución.
Servicios al cliente	11. Calidad energética de la red eléctrica.
	12. Seguridad de abastecimiento.
	13. Gestión del tiempo de uso energético.
	14. Reducción del pico de potencia.

Tabla 6.1.: Oportunidades de aplicación del almacenamiento energético en redes eléctricas.

de ayudar a la descentralización de la red eléctrica y a la integración de las energías renovables en la red. Dentro de las redes el uso de sistemas de almacenamiento favorece la estabilidad de la frecuencia y de la tensión [1, 3].

El uso de sistemas de almacenamiento se vuelve imprescindible para trabajar correctamente en modo aislado [11] en sistemas alimentados por fuentes energéticas no gestionables como la generación fotovoltaica y la eólica. Puede tratarse de sistemas diseñados inicialmente para trabajar aisladamente o de sistemas preparados para la desconexión puntual de una red más grande.

Los sistemas de almacenamiento energético pueden proveer una gran variedad de servicios y de aplicaciones en los diferentes sectores del sistema eléctrico desde la generación pasando por la transmisión y distribución (*T&D*) hasta el usuario.

Varios estudios desarrollados en las últimas dos décadas identifican múltiples oportunidades de servicio y de aplicación de los sistemas de almacenamiento energético en las redes eléctricas. El conjunto de informes [83, 84, 85, 86, 87, 88], libros [1] y artículos [3, 5, 6, 9, 11, 89] consultados difieren en las distintas categorías y terminologías para las mismas aplicaciones. En la tabla 6.1 se enumeran las aplicaciones más destacables, englobándolas en las categorías más aceptadas.

### 6.2.1. Descripción de las oportunidades de aplicación del almacenamiento energético en redes eléctricas

A continuación se describen las principales oportunidades de aplicación y de servicio del almacenamiento energético dentro de las redes eléctricas.

#### Servicios a los sistemas de generación: Gestión de energía.

**1. Arbitraje y nivelación de carga (*arbitrage/load—leveling*).** Implica almacenar energía en períodos de baja demanda donde el precio eléctrico es bajo y consumirla o venderla en períodos de alta demanda donde el precio es mayor. El resultado final es un suavizado entre los puntos de mayor y de menor consumo acercándose a la media diaria.

**2. Capacidad de suministro eléctrico (*electric supply capacity*).** Se trata del uso de sistemas de almacenamiento para aplazar o reducir la necesidad de aumento de capacidad, evitando nuevas centrales de generación y/o aumento de la capacidad de compra de energía.

#### Servicios a los sistemas de generación: Servicios complementarios.

**3. Suavizado de pendientes (*smoothing/ramp—rate*).** Se usa para eliminar o amortiguar las fluctuaciones momentáneas de la potencia en generación o consumo. El resultado final tras el suavizado es un perfil de potencia con menos perturbaciones, donde las pendientes de potencia se han alisado. Esta aplicación es uno de los servicios complementarios donde el uso del almacenamiento resulta más destacable. Se trata de una medida preventiva de regulación del desequilibrio de potencia.

**4. Regulación y reserva de capacidad de suministro (*spinning/back—up*).** Ante un desequilibrio entre la generación y la demanda cada área de la red debe disponer de las suficientes reservas de energía. Se analizan tres tipos genéricos de reserva para mostrar el papel del almacenamiento en este servicio. Estos se diferencian fundamentalmente en el tiempo de respuesta:

Reservas primarias, rápidas o reserva rodante: son las primeras reservas utilizadas con un tiempo de respuesta de 2 a 4 segundos manteniendo el balance generación—consumo. Se trata de una medida correctiva de regulación del desbalance de potencia. Suelen ser sistemas con la capacidad de generación en la línea principal del flujo de energía y sincronizada con la fuente principal de generación.

Reservas secundarias, complementarias o no—rodantes: reserva de capacidad con una respuesta de 20 segundos a 2 minutos. Puede estar fuera de la línea y no estar sincronizada.

Reservas terciarias o respaldo: capacidad de generación disponible en 10 minutos. Actúan como un sistema de respaldo para los sistemas de reservas rápidas y complementarias.

Dentro de los sistemas de capacidad de suministro pueden ser incluidos los sistemas destinados a la emulación de inercia.

**5. Control de tensión (*voltage support*).** Se puede dar soporte al control de la tensión mediante la generación o el consumo de potencia reactiva por parte del convertidor asociado al sistema de almacenamiento. Se puede llevar a cabo en conjunto a la gestión de potencia activa.

**6. Arranque autógeno (*black start*).** El almacenamiento energético permite el proceso de restauración de la fuente de generación sin dependencia de otra fuente o red eléctrica.

**7. Seguimiento de carga (*load—following*).** La regulación y el seguimiento de carga se encargan de mantener el balance entre generación y consumo. Mientras la regulación es usada para ajustar las diferencias momentáneas en tiempos de respuesta de segundos a minutos, el seguimiento de carga responde en márgenes de minutos a horas haciendo un balance hora a hora a lo largo del día. El balance de potencia entre generación y consumo es una de las cuestiones más críticas en las redes aisladas. Este servicio se considera muy adecuado para amortiguar la variabilidad de generación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos.

### Servicios a la infraestructura de transmisión y distribución.

**8. Aplazamiento de actuación en líneas de transmisión y distribución (*transmission and distribution deferral*).** Mediante el almacenamiento energético se pueden retrasar o evitar inversiones en la ampliación de líneas de transmisión y distribución que pueden estar cerca de su límite de capacidad o de vida útil.

**9. Alivio de congestión (*congestion relief*).** Los sistemas de almacenamiento pueden utilizarse para aliviar las zonas de alta congestión en momentos puntuales.

**10. Estabilidad de la infraestructura de transmisión y distribución (*power system stability*).** El almacenamiento de energía se puede utilizar para dar soporte a las líneas

de transmisión y distribución. Puede mejorar el rendimiento del sistema mediante la compensación de anomalías eléctricas y de perturbaciones tales como huecos de tensión, inestabilidad de tensión y resonancia sub-síncrona.

#### **Servicios de gestión energética al cliente.**

**11. Calidad energética de la red eléctrica (*power quality*).** Los servicios de calidad de potencia ofrecidos por sistemas de almacenamiento consisten en proteger al cliente de eventos de corta duración que afectan a la calidad de la energía consumida. Algunas de las manifestaciones de mala calidad pueden ser: variaciones en la magnitud de la tensión y la frecuencia, factor de potencia bajo, armónicos e interrupción del servicio (desde fracciones de segundo hasta varios segundos).

**12. Seguridad de abastecimiento (*power reliability*).** El sistema de almacenamiento debe ser capaz de asegurar el abastecimiento del cliente, incluso si se necesita trabajar en isla hasta la resincronización con la fuente principal de generación. El sistema de almacenamiento debe trabajar como un sistema de alimentación interrumpida (*UPS, Uninterruptible Power Supply*).

**13. Gestión del tiempo de uso energético (*TOU, time-of-use*).** Es similar al arbitraje donde la energía se almacena en períodos de bajo coste eléctrico y se consume en períodos de mayor coste. En esta ocasión la tarifa aplicada es la del usuario.

**14. Reducción de picos de potencia (*peak-shaving*).** Es posible evitar los inconvenientes de exceder los límites de potencia de intercambio con la red si durante el pico de potencia en cuestión, el excedente es cubierto por un sistema de acumulación. Los límites pueden ser consecuencia de los requerimientos técnicos o por conveniencia económica. Los picos de potencia pueden ser de generación o de consumo, aunque estos últimos son los más estudiados.

#### **6.2.2. Aplicaciones energéticas y de potencia**

Otra clasificación extendida de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento es mediante su catalogación entre aplicaciones energéticas o de potencia [1, 9, 11, 88]. Las aplicaciones se clasifican dependiendo del tiempo de respaldo que requieran. En la tabla 6.2 se muestran las aplicaciones descritas dentro de su categoría.

La definición de cada aplicación difiere entre distintos autores debido a la similitud de muchas de ellas. A causa de esta confusión, es común englobar varias aplicaciones de la categoría energética dentro del término desplazamiento energético (*load-shifting*)



Energéticas (de minutos a horas)	Arbitraje y nivelación de carga. Capacidad de suministro eléctrico. Reserva de capacidad de suministro. De respaldo. Aplazamiento de actuación en líneas de transmisión y distribución. Alivio de congestión. Seguridad de abastecimiento. Gestión del tiempo de uso energético. Reducción de picos de potencia.
Potencia (de milise-gundos a minutos)	Suavizado de pendientes. Reserva de capacidad de suministro. Rápidas y complementarias. Control de tensión. Arranque autógeno. Seguimiento de carga. Estabilidad de la infraestructura de transmisión y distribución. Calidad energética de la red eléctrica.

Tabla 6.2.: Catalogación general de las aplicaciones estacionarias

[89, 6, 90]. Las aplicaciones que se suelen englobar con este término son: arbitraje y nivelación de carga, aplazamiento de actuación en líneas de transmisión y distribución, alivio de congestión, gestión del tiempo de uso energético y reducción de picos de potencia. Aunque el fundamento de acumular y entregar la energía de forma conveniente es el mismo para todas las aplicaciones, los parámetros para decidir en qué instantes hacerlo son diferentes.

### 6.2.3. Perspectiva de utilidad del almacenamiento energético en redes eléctricas

Algunas de las aplicaciones descritas están en un estado de desarrollo maduro y se usan de forma habitual. Por ejemplo, los sistemas de alimentación interrumpida llevan años incorporando servicios de seguridad de abastecimiento y de calidad de energía a cargas críticas. Otro posible ejemplo de aplicaciones ya en uso serían los sistemas aislados con generación fotovoltaica que mediante los sistemas de almacenamiento permiten el balance entre la generación y la demanda.

En cambio, otras aplicaciones se encuentran en pleno desarrollo con prometedoras perspectivas de incorporación en las redes eléctricas. Servicios como el suavizado de pendientes, la emulación de inercia, la nivelación de carga y la reducción de picos de potencia se investigan en profundidad. Existen en la actualidad propuestas de algoritmos que ofrecen estos servicios [3, 5, 9, 89, 91, 92].

El incremento del interés en sistemas de almacenamiento en la red se atribuye a múltiples factores, incluyendo el aumento del coste en los picos de demanda, la inversión

para aumentar la seguridad de la red, la integración de fuentes de energías renovables y los nuevos requisitos incorporados a las normativas [5, 6].

Un caso de uno de estos requisitos, donde los sistemas de almacenamiento pueden contribuir, es en la reducción de desvíos de predicción en los mercados diarios e intradiarios y la recuperación de la energía no integrable en el sistema sometida a recortes según el Procedimiento de Operación de Red Eléctrica de España (P.O. 3.7).

En la actualidad existe un borrador de Procedimiento de Operación (P.O. 12.2) en el que se avanza nuevos requisitos para la generación no gestionable, fundamentalmente eólica y fotovoltaica, difíciles de cumplir con la tecnología actual. Por ejemplo, en la regulación frecuencia—potencia, los sistemas de almacenamiento de energía permitirían que la planta funcionase en su punto óptimo al suministrar o absorber la potencia requerida en caso de una variación en la frecuencia. Asimismo, si la instalación de generación quisiera disponer de la capacidad para emular inercia o capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia, la instalación deberá disponer de medios de almacenamiento energético.

Aunque en la actualidad el sistema de almacenamiento energético dominante en la red son las centrales hidroeléctricas de bombeo, se reconocen los sistemas basados en baterías electroquímicas como los futuros candidatos para ofrecer aplicaciones y servicios a la red eléctrica. Esto se debe fundamentalmente al descenso del precio de ciertas tecnologías de baterías, a su modularidad de potencia, su escalabilidad de energía y a su adecuado comportamiento [5, 92].

A la hora del estudio de la repercusión y de las ventajas del uso de las aplicaciones ofrecidas por los sistemas de acumulación es común tratar parámetros económicos sobre la recuperación de la inversión del sistema acumulador. Estos estudios necesitan tratar temas como el dimensionamiento óptimo del sistema acumulador, los modelos predictivos del envejecimiento del sistema acumulador y las reducciones, si corresponden, en los costes de la factura eléctrica. Estos temas necesarios para hacer el balance económico no son tratados en la presente tesis, por ello no se aborda la recuperación de la inversión económica del sistema acumulador.

El sistema de almacenamiento se puede conectar por espera pasiva, línea interactiva y doble conversión, citados por orden del nivel de posibilidades de actuación ante posibles anomalías. Aunque la doble conversión permite el mayor nivel de protección, este tipo de conexionado conlleva mayores pérdidas energéticas y de envejecimiento de los equipos por fatiga de los componentes. Por ello es más común el conexionado por línea interactiva. La conexión del sistema de almacenamiento puede hacerse en un punto de conexión de tensión continua o alterna. Tanto el tipo de conexionado como el punto donde se conecta dependen de los requisitos de la aplicación y las características del sistema [91, 93].

El conjunto de generadores, de cargas y de sistemas de almacenamiento componen un sistema híbrido que estará conectado al punto de la red donde se pretende dar el servicio.

Esta tesis se centra en las aplicaciones en desarrollo actual con sistemas de almacenamiento basados en las baterías electroquímicas. Para una visión general del control necesario para incluir estos servicios mediante baterías se han tratado en profundidad dos tipos de aplicaciones, una de la categoría energética y otra de potencia. La aplicación energética tratada es la de reducción de picos de potencia y la aplicación de potencia estudiada es el suavizado de pendientes. De cada aplicación se ha propuesto un caso de estudio para llevar a cabo en un montaje real y obtener datos empíricos, los cuales son analizados y comentados.

### **6.3. Suavizado de pendientes de generación no gestionable con sistemas de almacenamiento energético**

Un problema destacable en las fuentes de generación no gestionables como la fotovoltaica y la eólica es la variabilidad de su potencia [92].

La variabilidad de generación se puede suavizar mediante la agregación de varios sistemas. Este método se ve limitado en redes pequeñas, sistemas aislados o en redes con alta penetración de generación no gestionable. Este hecho puede limitar el porcentaje de sistemas no gestionables de la red [94, 95].

Se prevé que futuras normativas impongan un límite a las variaciones de potencia. Este hecho va a ayudar a la estabilidad de la frecuencia, sin embargo, va a limitar la penetración de generación no gestionable [9, 95, 96]. Esto ha despertado interés y atención respecto a cómo deben ser suavizadas las fluctuaciones [92].

Los sistemas de almacenamiento energético como las pilas de combustible, los supercondensadores y principalmente, las baterías, se presentan para dar solución a este problema. Estos sistemas permiten el suavizado de las variaciones de generación [92, 94, 96].

Se debe encontrar un compromiso entre el nivel de suavizado y el esfuerzo del sistema de almacenamiento [92] que, en consecuencia, determinará su tamaño. Los métodos de dimensionamiento para calcular la máxima potencia y la mínima energía necesarias se han basado normalmente en simples e intuitivas consideraciones. Es importante a la hora del dimensionamiento tener en cuenta los límites funcionales del sistema de almacenamiento energético tales como la profundidad de descarga y la potencia máxima [94]. En [94] y [96] se propone el dimensionamiento de la batería, que consiste en la máxima potencia necesaria y la mínima energía requerida, en función del tamaño de la

planta, el modelado de su máxima fluctuación y la variación máxima de la rampa de potencia permitida por la norma.

Existen dos grupos principales de estrategias de suavizado: basados en algoritmos de control de media móvil (*moving average control*) y basados en algoritmos de control de la magnitud de rampa (*ramp-rate control*). La media móvil calcula un promedio de la generación y lo impone a la salida del sistema híbrido compensando la diferencia mediante el sistema de almacenamiento. El control por magnitud de rampa corrige mediante el sistema de acumulación las fluctuaciones en la generación si la pendiente de la fluctuación es mayor que la deseada. La media móvil necesita de un sistema de almacenamiento con menor capacidad, pero provoca un envejecimiento más rápido de la batería y tiene más pérdidas que el control basado en la magnitud de rampa [96].

### 6.3.1. Caso de estudio: Suavizado de pendientes de generación fotovoltaica con baterías

El sistema estudiado consiste en el suavizado de pendientes de la potencia inyectada a la red de un generador fotovoltaico mediante una bancada de baterías electroquímicas. La compensación se realiza por doble conexión en el bus de continua (*bus-dc*). El banco de ensayos utilizado para emular el sistema híbrido corresponde a la primera topología descrita en la subsección A.1.1. En la figura 6.1 se muestra un esquema del sistema donde el generador fotovoltaico se emula mediante un convertidor conectado a la red. Junto a cada variable de potencia se indica mediante una flecha el sentido del flujo de potencia que hace a la variable positiva. La consigna de potencia de este inversor se asigna mediante una tabla con datos empíricos de una instalación real de 4kW de potencia nominal  $P_N$ . Se ha utilizado una bancada de baterías compuesta por 210 celdas de níquel-cadmio, cuyas características están descritas en la sección 2.4. Dentro del control se incorpora un modelo eléctrico de la batería para la estimación del estado de carga basado en un contador de amperios hora, igual al explicado en la subsección 3.2.1 y que se muestra en la figura 4.1. La eficiencia de pérdida de cargas se fija a un valor de 0,98 en el proceso de carga ( $\eta_{loss} = 0,98$  para  $i > 0$ ) y de uno en la descarga ( $\eta_{loss} = 1$  para  $i < 0$ ).

Se ha utilizado un algoritmo de control de media móvil basado en el descrito en [97]. Existen diferentes algoritmos de cálculo utilizados para obtener el valor promedio como la media móvil simple, la media móvil doble o la mediana móvil. La media móvil simple es uno de los métodos más extendidos y es el utilizado en este capítulo.

El convertidor que gestiona la energía entre el sistema híbrido y la red realiza la regulación de la tensión en el *bus-dc*. Por lo tanto, la potencia a inyectar a la red por parte del sistema híbrido  $P_g$  es igual al balance entre la potencia del generador

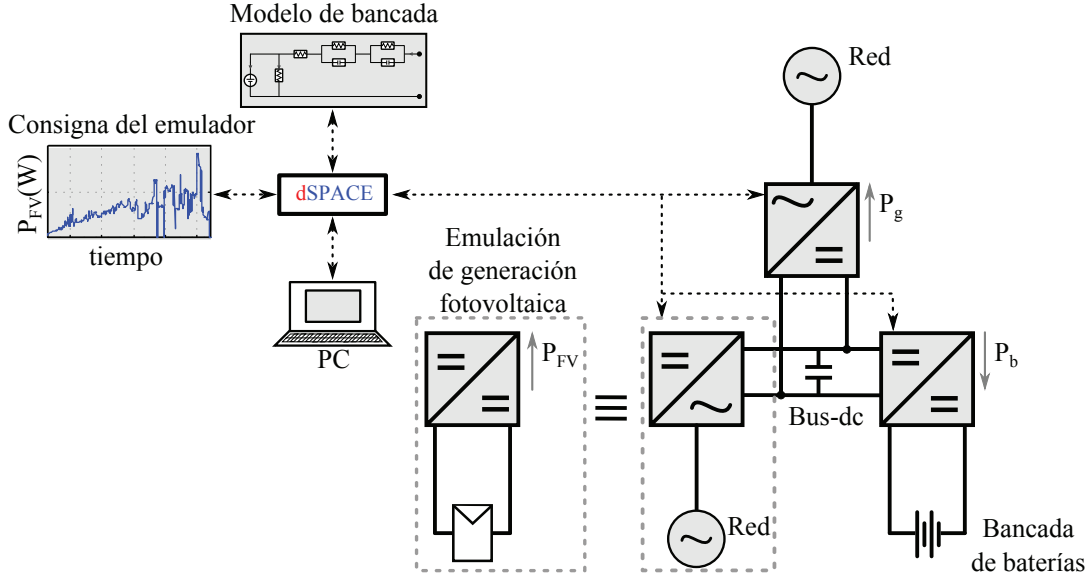


Figura 6.1.: Esquema del sistema híbrido para el suavizado de pendientes de generación fotovoltaica con baterías

fotovoltaico  $P_{FV}$  y la potencia de la batería  $P_b$ ,

$$P_g = P_{FV} - P_b. \quad (6.1)$$

La potencia de la batería se calcula como la diferencia de la potencia del generador fotovoltaico y su media  $\bar{P}$  más una potencia encargada de mantener al estado de carga dentro de sus límites  $P_{SOC}$ ,

$$P_b = P_{FV} - \bar{P} + P_{SOC}. \quad (6.2)$$

Despejando la ecuación (6.2) en (6.1), se obtiene que la potencia inyectada a la red es igual a la potencia media menos la potencia estabilizadora del estado de carga,

$$P_g = \bar{P} - P_{SOC}. \quad (6.3)$$

De esta forma la potencia inyectada a la red tiene pendientes de variación menores que la generada por el sistema fotovoltaico.

La potencia estabilizadora del estado de carga se calcula mediante la diferencia entre el estado de carga actual  $SOC_s$  y un estado de carga referencia  $SOC_{ref}$  por un factor de escala  $K_s$ ,

$$P_{SOC} = (SOC_{ref} - SOC_s) \cdot K_s. \quad (6.4)$$

La potencia estabilizadora no debe superar los límites de potencia disponible de la batería. El cálculo de potencia disponible se realiza mediante el método propuesto en la sección 5.4 y cuyas expresiones se muestran en las ecuaciones (5.10). Dado que estas expresiones muestran la corriente límite, la potencia disponible debe calcularse multiplicando por la tensión actual medida de la batería. En el caso del estudio presentado no se alcanza en ninguno de los casos los límites de potencia, por ello, no se vuelve hacer ninguna referencia a lo largo de la sección.

El valor del estado de carga referencia debe estar dentro de los límites de seguridad de la batería y se asigna para obtener el mayor margen de potencia tanto en la carga como en la descarga. En este caso de estudio se ha asignado un valor de 50 %. El valor de  $K_s$  se calcula para que, ante una variación máxima del  $SOC_s$ , la potencia asignada a la batería no sea mayor que la máxima permitida.

### Ensayos de evaluación

Se ha realizado un ensayo de suavizado a lo largo de un día entero. Se ha escogido un día con alta variabilidad en la potencia generada debido al paso de nubes.

En la primera gráfica de la figura 6.2 se muestran la potencia generada por el panel fotovoltaico, donde se aprecian sus fluctuaciones, la potencia de la batería para compensar las variaciones y la potencia suavizada inyectada a la red. La segunda gráfica muestra la estimación del estado de carga de la batería, se aprecia cómo aumenta la magnitud de su desviación respecto a su referencia ante variaciones con valores de pendiente alto.

La potencia media se calcula mediante un tiempo de media  $t_m$  de diez minutos y con un periodo de toma de datos de diez segundos, lo que equivale a una media de 60 muestras. La pendiente de la potencia media resultante  $m$  es inversamente proporcional al tiempo de media. Por ello, este parámetro es esencial a la hora de diseñar la pendiente máxima permitida  $m_{max}$ . La variación de potencia  $\Delta P$  se mide respecto a la potencia nominal dando como resultado una variación porcentual de la potencia  $\%P$ ,

$$\%P = \frac{\Delta P}{P_N} \cdot 100. \quad (6.5)$$

La pendiente de la potencia es igual a la variación de potencia entre el tiempo de variación  $\Delta t$ ,

$$m = \frac{\%P}{\Delta t}. \quad (6.6)$$

De la ecuación (6.6) se deduce que la unidad de medida de la pendiente es  $\%/s$ . El tiempo de media debe ser calculado como la variación máxima posible en el generador  $\%P_{max}$  entre la máxima pendiente permitida

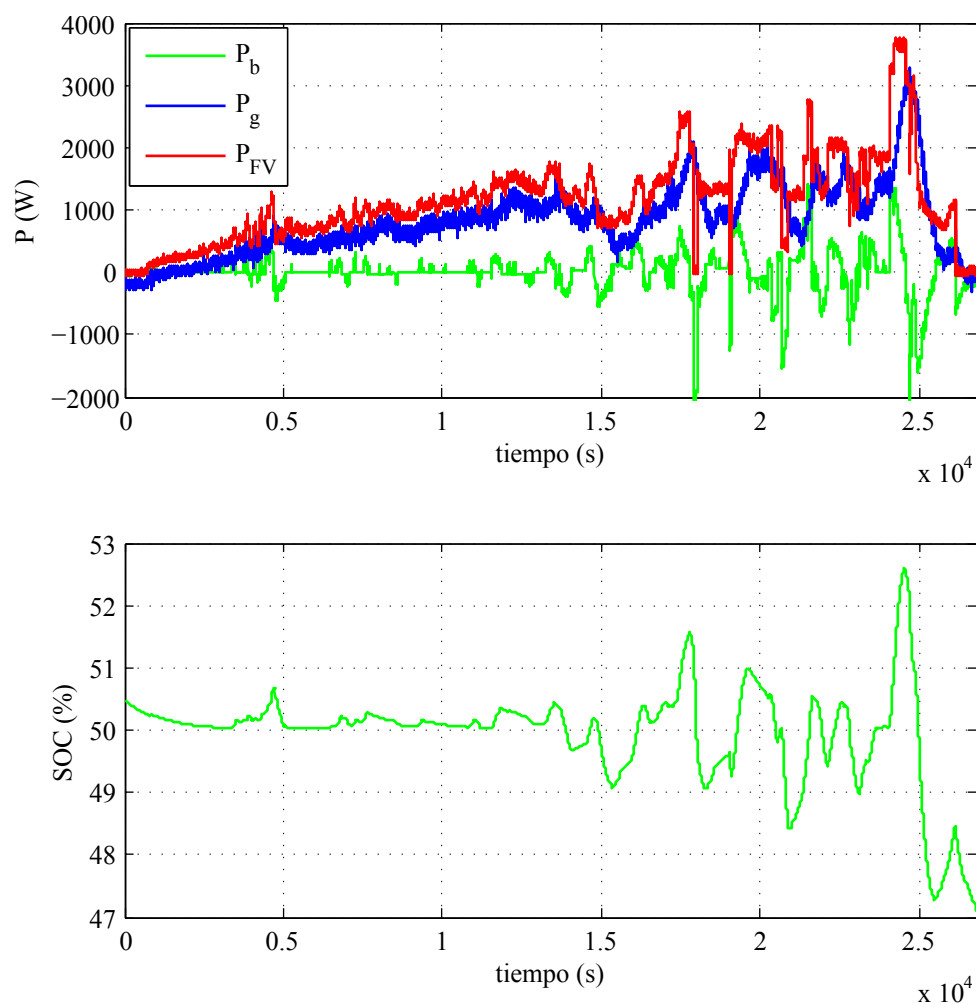


Figura 6.2.: Ensayo de suavizado de pendientes de generación fotovoltaica mediante baterías a lo largo de un día entero

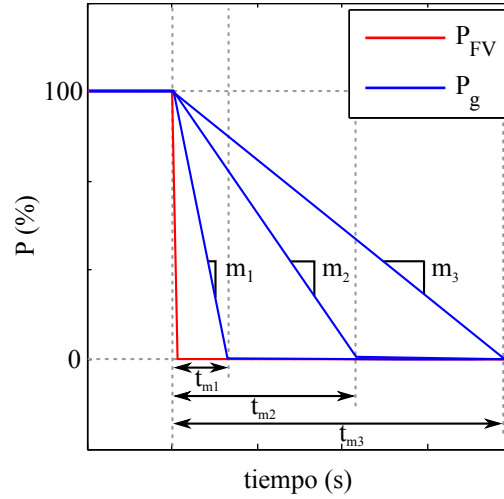


Figura 6.3.: Pendiente de potencia dependiente del tiempo de mediado

$$t_m = \frac{\%P_{max}}{m_{max}}. \quad (6.7)$$

El tiempo de media seleccionado para el suavizado deberá ir acorde con los requisitos de la pendiente máxima indicados por el sistema o por la norma. En la figura 6.3 se muestra un esquema con diferentes pendientes suavizadas ante una variación del 100 % en la generación fotovoltaica. Se observa cómo a mayor tiempo de muestra la pendiente de potencia del generador es menor.

Se ha comprobado la variabilidad de la pendiente suavizada dependiendo del tiempo de media de forma empírica. Se ha realizado el suavizado de una fluctuación de la potencia con tiempos de media de 30, 120 y 600 segundos. La fluctuación corresponde a un intervalo de tiempo de cuatro minutos del ensayo que se muestra en la figura 6.2. El intervalo transcurre entre el segundo 1400 y 1640. Se trata de una variación del 35 % respecto a la potencia nominal en diez segundos, lo que equivale a una pendiente de  $m = 3,5$ . En la gráfica de la izquierda, de la figura 6.4, se muestra la potencia del generador fotovoltaico junto a la potencia suavizada vertida a la red para diferentes tiempos de media. En la gráfica de la derecha se muestra el estado de carga para los diferentes ensayos.

Se observa cómo al aumentar el tiempo de media la pendiente de la potencia del generador es menor. Para los tiempos de media estudiados de 30, 120 y 600 segundos, se obtienen unas pendientes de la potencia del generador de 1,16 %/s; 0,29 %/s y 0,05 %/s respectivamente.

El suavizado de la pendiente conlleva que la batería entregue una cantidad de energía mayor a un tiempo de media más grande, lo que se traduce en una profundidad de



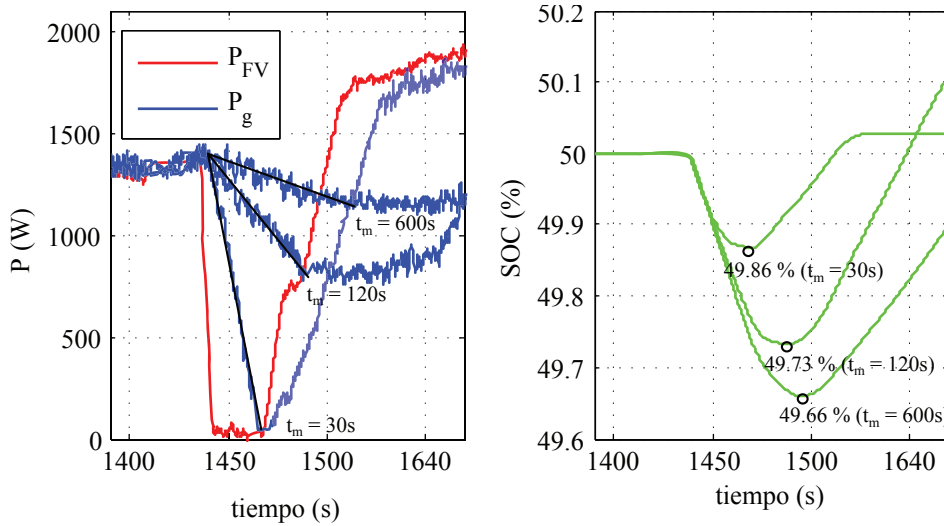


Figura 6.4.: Ensayos de suavizado de pendientes de generación fotovoltaica de diferentes tiempos de media

descarga mayor. La reducción de pendiente lleva consigo un esfuerzo por parte de la batería, la cual envejecerá cuanto mayor se pretenda el suavizado. Se necesita llegar a un compromiso entre el esfuerzo de la batería y el nivel de suavizado deseado. El envejecimiento de la batería, según la profundidad de descarga, es un tema en pleno desarrollo dependiente de multitud de variables, de la tecnología de la batería, del modelo y del fabricante.

## 6.4. Reducción de picos de potencia mediante sistemas de almacenamiento energético

En ciertas instalaciones es posible un aumento significativo de la potencia consumida o generada en intervalos breves de tiempo que destacan por encima de la media diaria. Este pico de potencia puede suceder en generación y en consumo, aunque es más usual el estudio de los problemas relacionados con picos de consumo.

Las líneas de transmisión y de distribución deben ser dimensionadas para soportar estos picos de potencia, pese a que en el resto del día no se utilice toda la capacidad de la línea. Este sobreprecio en la infraestructura se traduce en un incremento del precio de la energía para los clientes [98]. Normalmente, las compañías eléctricas tienen una estructura de tarifas donde los usuarios pagan de acuerdo con el consumo de energía y de acuerdo a su demanda de potencia más alta. Es común que una instalación que reduce el pico de consumo experimente un ahorro de entre el 10 % y el 30 % de su factura de electricidad [9, 99]. La repercusión económica varía ligeramente de un país a

otro, pero el fundamento del aumento de costes según el pico de demanda es el mismo [99, 100].

Las posibles soluciones para reducir el aumento de potencia pueden ser el deslastre de cargas no críticas (*Load shedding*), la activación de sistemas de generación dedicados exclusivamente a funcionar en estos eventos puntuales y los servicios de reducción de picos mediante sistemas de acumulación (*Peak shaving*).

En el caso concreto de los picos de potencia de generación de fuentes de energía renovable como la eólica o la fotovoltaica se pueden dar situaciones donde sea necesario que estos generadores se desvíen de sus puntos de máxima potencia al no poder inyectar toda la energía que tienen disponible. Esta situación es indeseable, ya que estas fuentes deben tratar de transformar en energía eléctrica toda la energía primaria que reciben. Según el Procedimiento de Operación (P.O. 3.7) el Operador del Sistema puede informar de límites de producción si detecta condiciones que supongan un riesgo.

Las causas de querer reducir el pico de potencia pueden ser por límites del sistema, requisitos del operador del sistema o parámetros económicos, siendo estos últimos los más atendidos en la bibliografía.

El servicio de reducción de picos de consumo ha sido practicado tradicionalmente mediante el uso de generadores diésel. Sin embargo, hoy en día es posible la instalación de sistemas de acumulación capaces de entregar la energía necesaria en los picos de consumo [9]. Las aplicaciones de reducción de pico de consumo mediante sistemas de acumulación están recibiendo gran interés en la actualidad con numerosos proyectos piloto en diferentes países. Esto se ve incentivado por el aumento de generación no gestionable en la red como las energías renovables [101].

La reducción de picos de potencia por medio de sistemas de acumulación consiste en proveer la potencia excedida mediante el acumulador, recortando la potencia intercambiada para no sobrepasar la potencia máxima programada. Cuando no sea necesaria la reducción del pico de potencia, el sistema acumulador intercambia energía para alcanzar su estado de carga de referencia preparándose para el siguiente pico. Es importante tener a la batería en un estado de carga que permita intercambiar la energía requerida por la reducción de picos de potencia [100, 102].

La metodología para calcular el beneficio económico de usar baterías en la reducción de picos de consumo parte del estudio de la distribución del precio de la electricidad a lo largo del día y del aumento de la tarifa según la reducción del pico de potencia máximo. En la mayoría de los métodos también se incluyen estimadores de la eficiencia energética y el tiempo de vida útil de la batería. En algunos casos se incluyen modelos para la predicción del estado de salud de la batería [99, 100, 101, 102]. Diversos autores proponen diferentes formulas para el cálculo de este beneficio económico teniendo en cuenta estas variables [9, 98, 99, 102]. Es crítica una buena predicción del perfil de

consumo de la carga a reducir. Este parámetro es fundamental en el dimensionamiento del sistema acumulador [99].

En la actualidad se están utilizando baterías ya instaladas para dar otros servicios, como los sistemas de alimentación interrumpida (*UPS*) de centros de procesamiento de datos. Mediante estos sistemas se ofrece el servicio de reducción de picos de consumo. El servicio de reducción de picos de consumo en centros de procesamiento de datos es un tema de actualidad [100].

Existen dos métodos habituales de reducir el pico de potencia. El primer método consiste en recortar la potencia que se excede del límite, fijando la potencia de consumo a la máxima [101, 102]. El segundo método consiste en entregar una cantidad fija por parte del sistema de acumulación, descendiendo el consumo global, donde en ningún momento la potencia excede del límite [99, 100]. Mientras que el primer método envejece menos a la batería, el segundo tiene un control más sencillo, facilita la estimación de la capacidad del sistema de acumulación y es típica de instalaciones de acumulación ya existentes donde se incluye el servicio de reducción de picos de consumo.

##### 6.4.1. Caso de estudio: Reducción de picos de potencia en un sistema híbrido con baterías

El sistema estudiado consiste en la reducción de picos de potencia de un sistema compuesto por un generador fotovoltaico y una carga mediante una bancada de baterías electroquímicas.

Al igual que en el caso de estudio explicado en la subsección 6.3.1, la compensación se realiza por doble conexión en el bus de continua (*bus—dc*). El banco de ensayos utilizado para emular el sistema híbrido corresponde a la primera topología descrita en la subsección A.1.1. Se ha incorporado el mismo modelo con las mismas características y se ha utilizado la misma bancada de baterías.

En la figura 6.5 se muestra un esquema del sistema donde el balance energético del generador fotovoltaico y la carga se emula mediante un convertidor conectado a la red. Junto a cada variable de potencia se indica, mediante una flecha, el sentido del flujo de potencia que hace a la variable positiva. La consigna de potencia del generador fotovoltaico y de la carga que se asigna a este convertidor se obtiene mediante dos tablas con datos empíricos de una instalación real.

El sistema pretende recortar los picos de potencia intercambiados con la red. En este caso de estudio se consideran picos de potencia aquellos valores superiores a  $P_g^{max} = 2000\text{W}$ , cuando se entrega energía e inferiores a  $P_g^{min} = -2000\text{W}$ , cuando se absorbe energía de la red.

Se ha utilizado el método de recortar la potencia que se excede del límite, fijando la

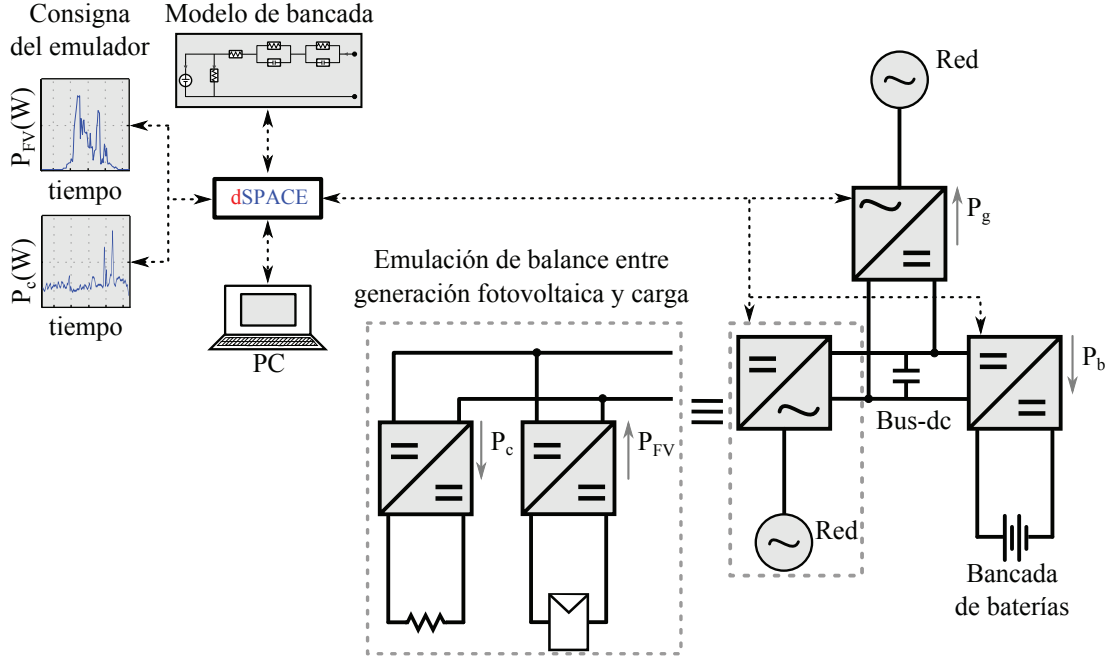


Figura 6.5.: Esquema del sistema híbrido para la reducción de picos de potencia con baterías

potencia de consumo a la máxima.

El convertidor que gestiona la energía entre el sistema híbrido y la red realiza la regulación de la tensión en el *bus-dc*. Por lo tanto, la potencia a inyectar a la red por parte del sistema híbrido  $P_g$  es igual al balance entre la potencia del generador fotovoltaico  $P_{FV}$ , la potencia de la batería  $P_b$  y la potencia de la carga  $P_c$ ,

$$P_g = P_{FV} - P_c - P_b. \quad (6.8)$$

Para el cálculo de la potencia a asignar a la batería ante el servicio de reducción de picos de potencia se detectan cinco posibles estados del balance de potencia. Estos estados son: funcionamiento normal, reducción de pico de consumo, exceso de consumo, reducción de pico de generación y exceso de generación. A continuación se describen los posibles estados del balance de potencia del sistema híbrido y se muestra el comportamiento de la batería deseado ante ellos.

**1. Funcionamiento normal.** No se necesita intercambiar energía con la batería para mantener el balance de potencia. La potencia se distribuye entre el generador fotovoltaico, la carga y el convertidor conectado a red sin superar los valores límite del convertidor conectado a la red como se muestra en

$$P_g^{min} \leq P_{FV} - P_c \leq P_g^{max}. \quad (6.9)$$

Dada esta situación, la potencia de la batería estará dedicada a estabilizar el nivel de su estado de carga. En este caso de estudio se sigue el mismo algoritmo para estabilizar el estado de carga que el expuesto en la aplicación de suavizado de pendientes, subsección 6.3.1 y cuya expresión se muestra en la ecuación (6.4).

La potencia estabilizadora no debe superar los límites de potencia disponible de la batería, ni debe hacer que el balance del sistema híbrido traspase los límites del convertidor conectado a la red. Por lo tanto, los límites de la potencia de la batería se fijan como

$$\begin{aligned} P_b^{max} &\leq P_{FV} - P_c - P_g^{min} \\ P_b^{min} &\geq P_{FV} - P_c - P_g^{max}, \end{aligned} \quad (6.10)$$

donde  $P_b^{max}$  y  $P_b^{min}$  son los límites de carga y de descarga respectivamente de la batería. Hay que tener en cuenta que la potencia de descarga límite  $P_b^{min}$  se considera negativa según lo expuesto en el esquema 6.5.

El cálculo de potencia disponible se realiza mediante el método propuesto en la sección 5.4 y cuyas expresiones se muestran en la ecuación (5.10), dando como resultado los valores de potencia máxima de carga  $P^{chg,Pmax}$  y de descarga  $P^{dis,Pmax}$ . Finalmente, añadiendo esta restricción a la potencia de la batería, los límites de la potencia de la batería se expresan como

$$P_b^{max} = \min(P_{FV} - P_c - P_g^{min}, P^{chg,Pmax}) \quad (6.11)$$

$$P_b^{min} = \max(P_{FV} - P_c - P_g^{max}, P^{dis,Pmax}). \quad (6.12)$$

**2. Reducción de pico de consumo.** Si el balance de generación y de consumo sobrepasa el límite de potencia mínima del generador conectado a red, como se describe en la ecuación

$$P_g^{min} > P_{FV} - P_c, \quad (6.13)$$

la batería se descargará dando el servicio de reducción de pico de consumo. De esta forma el pico de potencia que sobrepasa el límite es recortado y la potencia del generador se reduce a su límite  $P_g = P_g^{min}$ . Aplicando este valor a la ecuación (6.8) se puede despejar la potencia que el control debe asignar al convertidor de la batería como

$$P_b = P_{FV} - P_c - P_g^{min}. \quad (6.14)$$

Es importante destacar que en este estado se considera que la batería es capaz de descargarse a la potencia exigida, sin sobrepasar el límite expuesto en la ecuación (6.12).

**3. Exceso de consumo.** Partiendo del estado de reducción de pico de consumo, si la batería no es capaz de entregar la potencia asignada en la ecuación (6.14) sin sobrepasar los límites expuestos en la ecuación (6.12), como se expresa en la ecuación

$$P_b^{min} > P_{FV} - P_c - P_g^{min}, \quad (6.15)$$

el sistema no se puede equilibrar. En este estado no es posible mantener los niveles de potencia sin sobrepasar alguno de los límites del sistema híbrido.

Ante este problema son posibles dos actuaciones de emergencia: la reducción de la potencia consumida mediante el deslastre de carga o sobrepasar los límites de potencia asignados al convertidor conectado a la red. La decisión de emplear una u otra actuación depende de los parámetros económicos y técnicos. En este caso de estudio, se soluciona el balance superando el límite del convertidor conectado a la red. Se parte del supuesto que este límite es por parámetros económicos y no técnicos, y que es menos inconveniente sobrepasar el límite que el deslastre de carga.

Para reducir al máximo el pico de consumo y minimizar el problema de sobrepasar el límite del convertidor conectado a la red, se asigna a la batería su potencia límite de valor

$$P_b = P_b^{min}. \quad (6.16)$$

Es posible la situación donde la potencia de la batería sea nula  $P_b^{min} = 0$ , como en el caso donde se alcanza el límite del estado de carga mínimo  $SOCs = 0\%$ .

**4. Reducción de picos de generación.** Si el balance entre generación y consumo sobrepasa el límite de potencia máxima de intercambio con la red, como se muestra en la ecuación

$$P_g^{max} < P_{FV} - P_c, \quad (6.17)$$

la batería se carga dando el servicio de reducción de picos de generación. En este estado se recorta la potencia intercambiada con la red a su límite  $P_g = P_g^{max}$ . Aplicando este valor a la ecuación (6.8) se puede despejar la potencia que el control debe asignar al convertidor de la batería como

$$P_b = P_{FV} - P_c - P_g^{max}. \quad (6.18)$$

**5. Exceso de generación.** Dada la situación donde la batería no es capaz de entregar la potencia asignada en la ecuación (6.18) sin sobrepasar los límites expuestos en la ecuación (6.11), como se define en la ecuación

$$P_b^{max} < P_{FV} - P_c - P_g^{max}, \quad (6.19)$$

el sistema, de nuevo, no se puede equilibrar.

En este estado son posibles dos actuaciones de emergencia: sobrepasar los límites de potencia de intercambio con la red o reducir la potencia generada. En el caso de la generación fotovoltaica es posible la reducción de la potencia que genera empleando puntos de funcionamientos que no son los óptimos, siendo esta situación indeseable por no poder extraerse toda la energía disponible. Al igual que en el exceso de consumo, se soluciona el balance superando el límite de intercambio de potencia con la red.

Para reducir al máximo el pico de generación se asigna a la batería su potencia límite de carga de valor

$$P_b = P_b^{max}. \quad (6.20)$$

La potencia de carga de la batería es nula  $P_b^{max} = 0$ , cuando se alcanza el límite del estado de carga máximo  $SOCs = 100\%$ .

#### Diagrama de flujo de los posibles estados del sistema híbrido.

En la figura 6.6 se muestra un diagrama de flujo de los posibles estados del sistema híbrido ante el servicio de reducción de picos de potencia, donde se muestran sus cinco estados posibles junto a las consignas de potencia de la batería y la potencia resultante intercambiada con la red.

#### Ensayos de evaluación. Reducción de picos de generación y consumo.

Mediante diferentes ensayos experimentales se pretende analizar la respuesta del algoritmo de forma empírica.

El primer ensayo consiste en el análisis de la actuación de la batería cuando da servicio de reducción de picos de potencia ante un perfil concreto.

Los datos utilizados en este ensayo, que forman el perfil de potencia, son medidas de una instalación real y se muestran en la figura 6.7.

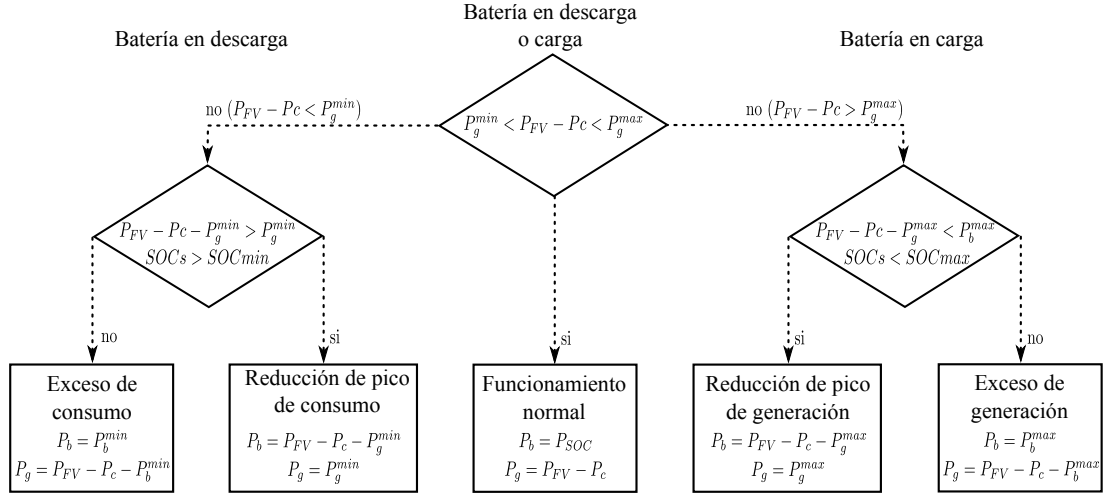


Figura 6.6.: Diagrama de flujo de los posibles estados del sistema híbrido ante el servicio de reducción de potencia

En la figura 6.7a podemos observar la consigna de generación fotovoltaica  $P_{FV}$ , en la figura 6.7b la consigna de la carga  $P_c$  y finalmente, en la figura 6.7c la suma de las dos consignas  $P_{FV} + P_c$  que es el balance de potencia entre las dos.  $P_{FV} + P_c$  es la referencia de entrada del convertidor encargado de la emulación como se mostró en el esquema del sistema híbrido mostrado en la figura 6.5.

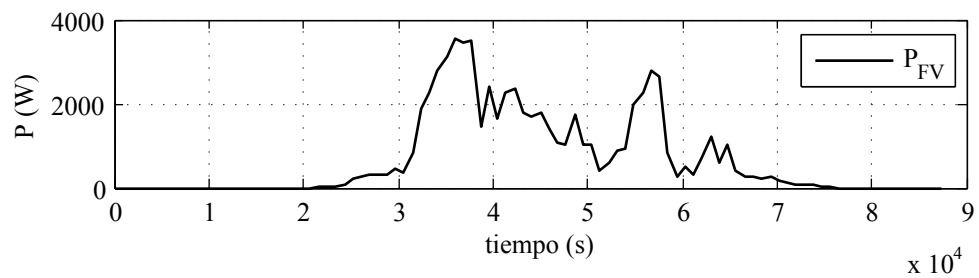
En la figura 6.7c se observa cómo el balance final da como resultado un perfil de potencia que hará funcionar al sistema híbrido en funcionamiento normal absorbiendo energía de la red cuando la consigna sea negativa y entregando energía cuando sea positiva. Cuando la potencia supere los límites de intercambio con la red  $\pm 2000W$  el sistema híbrido trabaja dando el servicio de reducción de picos. En la figura 6.7c se han destacado un pico de generación y un pico de consumo que deben ser reducidos. Los datos empíricos seleccionados transcurren a lo largo de 24 horas, para reducir el tiempo del ensayo se ha seleccionado un intervalo de 14 horas. Este intervalo es el comprendido entre el segundo 23400 y 74700, que corresponde a la franja de tiempo de mayor intercambio de potencia, delimitado por los puntos A y B de la figura 6.7c.

Se ha realizado el ensayo de reducción de picos de potencia entre el instante A y B de la consigna de la figura 6.7c.

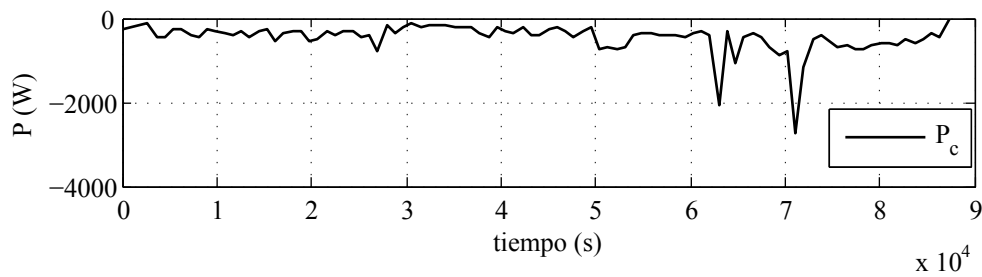
En la figura 6.8 se muestran los resultados del ensayo. En la primera gráfica se representan la potencia del balance de generación y consumo, la potencia de la batería para reducir los picos de potencia que superan el límite de intercambio con la red y la potencia de intercambio con la red, la cual se puede observar que no supera sus límites. La segunda gráfica muestra la estimación del estado de carga de la batería, donde se aprecia cómo se desvía de su referencia al compensar los picos de potencia y



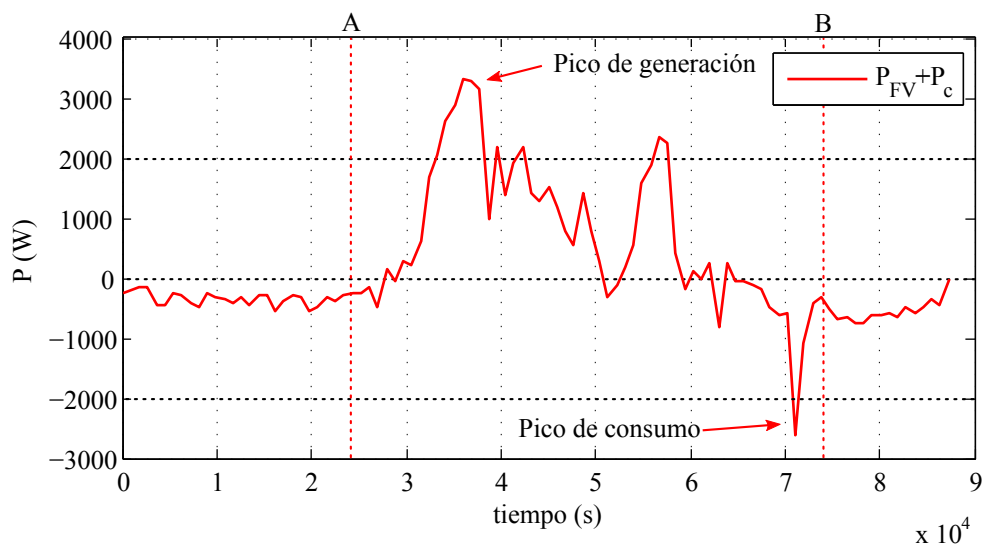
#### 6.4. Reducción de picos de potencia mediante sistemas de almacenamiento energético



(a) Consigna de generación fotovoltaica



(b) Consigna de la carga



(c) Balance de potencia entre generación fotovoltaica y carga

Figura 6.7.: Consignas del emulador del sistema híbrido de generación fotovoltaica y carga

cómo se aproxima a ella cuando el sistema entra en funcionamiento normal, donde no es necesario reducir la potencia de intercambio con la red. En el funcionamiento normal la potencia intercambiada por la batería para volver a su referencia de estado de carga está limitada por el algoritmo de forma que el sistema híbrido no supere los límites de potencia de intercambio con la red, como se describe en las ecuaciones (6.11) y (6.12).

Desde el punto A hasta el punto B, de la figura 6.8, la batería compensa el pico de potencia desviándose de su referencia de estado de carga hasta aproximadamente el 65 %. Entre los instantes delimitados por los puntos B y F el comportamiento del sistema híbrido es definido como funcionamiento normal donde la batería intercambia energía para volver a su referencia de estado de carga. En el intervalo entre los puntos B y C se puede apreciar cómo la potencia de la batería está limitada para no superar los límites de intercambio con la red. En el funcionamiento normal toda la potencia generada o consumida es intercambiada con la red, pero sus valores de potencia no son iguales debido a las pérdidas energéticas de los convertidores y del resto de elementos del banco de ensayos. Por esta razón no es necesario que la batería actúe ante el pico de potencia del intervalo D–E, ya que toda la potencia excedida del límite es compensada por las pérdidas. Por último, en el intervalo comprendido entre los puntos F y G se observa la actuación de la batería ante un pico de consumo. Se ha incluido una imagen ampliada con la zona delimitada por los puntos F y G para observar con más detalle el recorte del pico de consumo.

#### **Ensayos de evaluación. Exceso de consumo.**

En el ensayo mostrado en la figura 6.8 se observa el comportamiento de la batería ante los balances de potencia descritos como funcionamiento normal, reducción de pico de generación y reducción de pico de consumo. Estos tres estados engloban el funcionamiento habitual del sistema híbrido. En cambio se pueden dar los casos extraordinarios de exceso de generación y exceso de consumo. Para analizar la respuesta de la batería ante estos balances se realizan dos ensayos particulares.

En la figura 6.9 se muestra un ensayo diseñado para estudiar el comportamiento de la batería ante el caso de exceso de consumo. En este ensayo la batería se encuentra en un estado de carga bajo y se programa un pico de potencia de consumo excepcionalmente alto.

Desde el inicio hasta el punto A la potencia disponible de descarga de la batería es suficiente y se está reduciendo el pico de consumo para que la potencia intercambiada con la red no supere el límite fijado de  $-2000\text{W}$ . Pasado el instante marcado por el punto A, la potencia disponible de la batería no es suficiente y la potencia intercambiada por la red excede el límite fijado para mantener neto el balance de potencia. Este protocolo

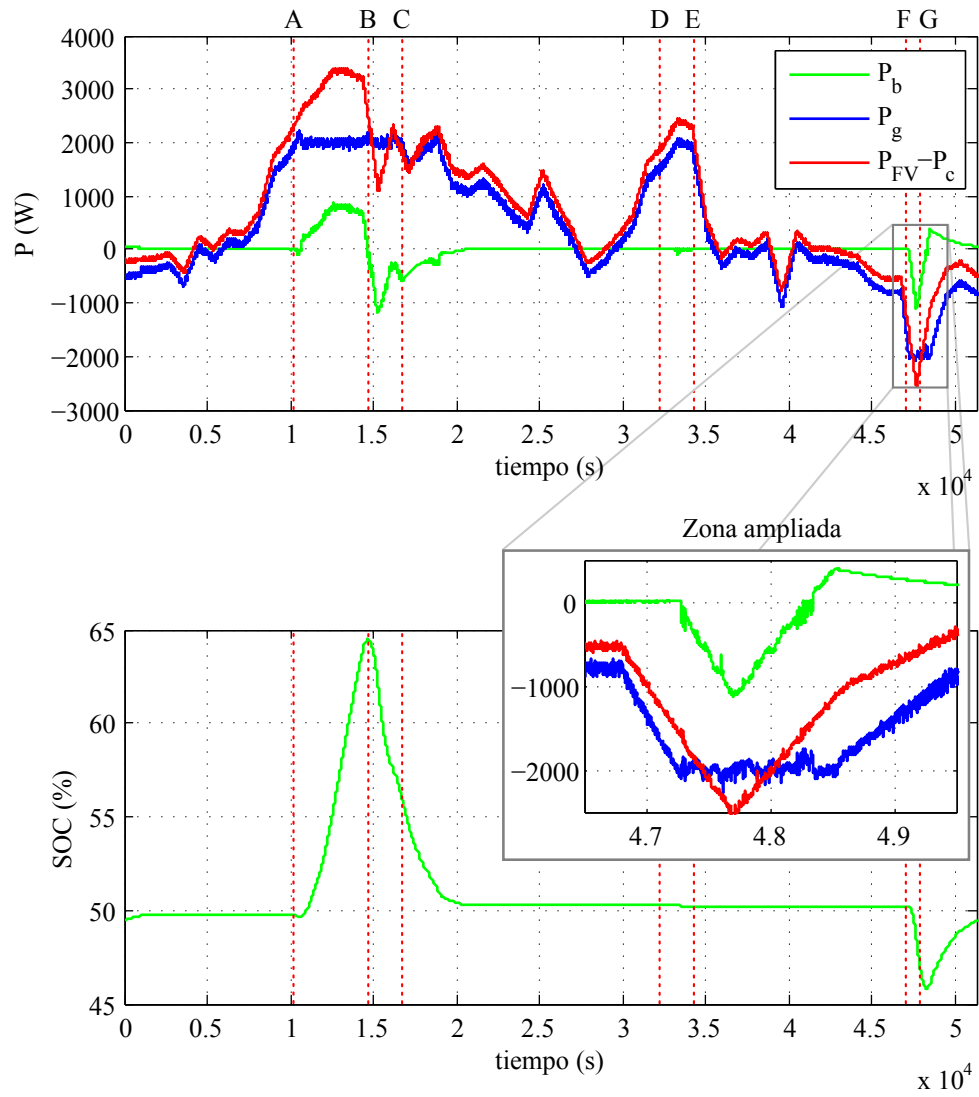


Figura 6.8.: Ensayo de reducción de picos de potencia mediante baterías a lo largo de 14 horas de un día

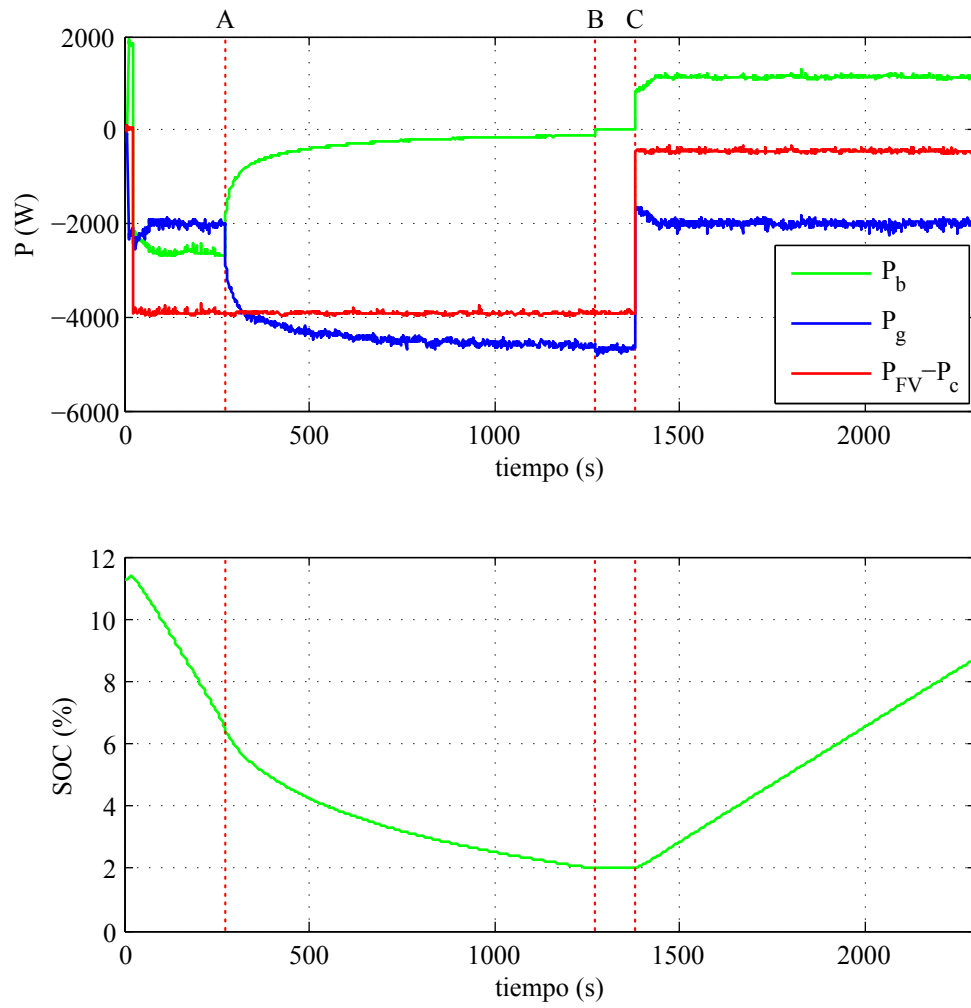


Figura 6.9.: Ensayo ante exceso de consumo

#### 6.4. Reducción de picos de potencia mediante sistemas de almacenamiento energético

es particular de este caso de estudio y fue definido junto a la descripción de la respuesta del sistema ante el estado de balance con exceso de consumo. Entre los puntos A y B el sistema se encuentra con un exceso de consumo y la batería compensa toda la potencia que tiene disponible  $P^{dis,Pmax}$  siguiendo el algoritmo propuesto en la sección 5.4 y cuyas expresiones se muestran en la ecuación (5.10).  $P^{dis,Pmax}$  es inferior a la potencia de referencia necesaria para compensar el pico de consumo, calculada en la ecuación (6.14). Por tanto, se extrae más potencia de la red superando el límite establecido y entrando en el estado de exceso de consumo.

La batería se descarga a su potencia disponible hasta alcanzar el estado de carga mínimo en el punto B. En este caso de estudio el estado de carga mínimo se ha fijado en 2 %. Del instante B al C la batería no está entregando energía y toda la potencia consumida es extraída de la red superando el límite de potencia de intercambio. En el punto C la consigna de consumo cambia a  $-500W$ , el sistema híbrido se encuentra en funcionamiento normal y la batería se carga a la potencia máxima posible que en este caso está limitada por el intercambio máximo con la red  $P_b = P_{FV} - P_c - P_g^{min}$ , como se describe en la ecuación (6.12).

En el ensayo de exceso de consumo se pone a prueba el algoritmo de estimación de potencia disponible propuesto en el capítulo 5. Se demuestra su utilidad en una aplicación de servicio a red donde la tensión mínima de la aplicación no es muy restrictiva. En el capítulo 5 se demostró que mediante este algoritmo es posible extraer más cantidad de energía a mayor potencia y de esta forma se reduce la cantidad de exceso de potencia que se supera del límite de intercambio con la red.

#### Ensayos de evaluación. Exceso de generación.

Finalmente en la figura 6.10 se muestra un ensayo diseñado para estudiar el comportamiento de la batería ante el caso de exceso de generación. De forma similar al ensayo anterior, la batería se encuentra en un estado de carga alto y sucede un pico de potencia de generación excepcionalmente alto.

Desde el inicio hasta el punto A la potencia disponible de carga de la batería es suficiente y se está reduciendo el pico de generación para que la potencia intercambiada con la red no supere el límite fijado de  $2000W$ . Tras el punto A la potencia disponible de la batería es insuficiente y se excede la potencia límite de intercambio con la red. Este protocolo fue explicado en la descripción del estado de exceso de generación. En el intervalo encontrado entre los puntos A y B, el estado del balance de potencia se encuentra con un exceso de generación y la batería compensa con toda su potencia disponible  $P^{chg,Pmax}$ . La batería se carga a su potencia disponible hasta el punto B donde se alcanza su estado de carga máximo. En este caso de estudio se ha seleccionado

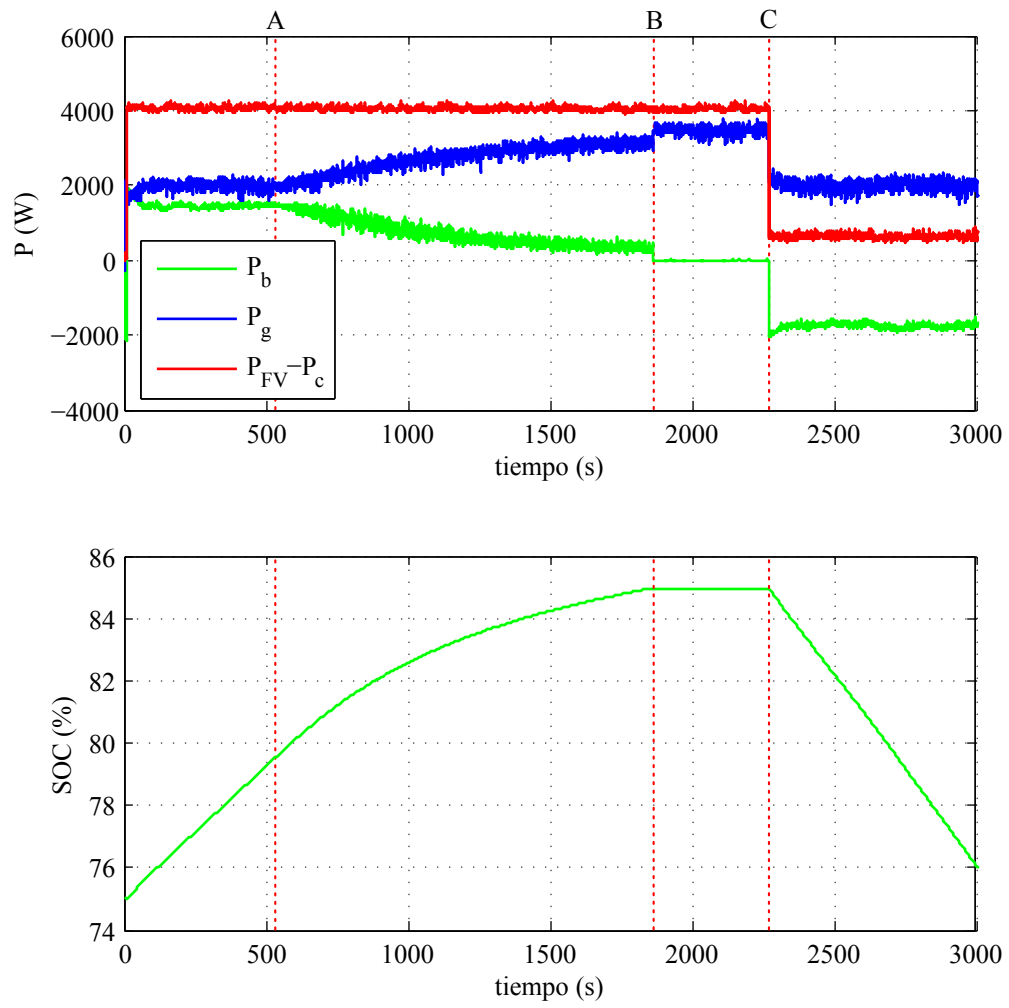


Figura 6.10.: Ensayo ante exceso de generación

un estado de carga máximo de 85 % debido a que la potencia de carga por encima de este valor se considera inapreciable y cercana a las propias pérdidas del convertidor. Entre los puntos B y C la batería no absorbe energía y toda la potencia generada es inyectada a la red. En el instante marcado como C la consigna de generación se reduce hasta 500W. A partir de este instante la batería se descarga para volver a su estado de carga de referencia. Su potencia está restringida por el límite más restrictivo que, en este instante, es el de no superar el límite de intercambio con la red  $P_b = P_{FV} - P_c - P_g^{min}$ , como se describe en la ecuación (6.11).

La disponibilidad de la batería para dar el servicio de reducción de picos ante picos excepcionalmente altos parte de un sobredimensionamiento de la batería. Este sobreprecio de la batería debe ir justificado por restricciones técnicas, legislativas o por un estudio económico que justifique una amortización del sobreprecio mediante el ahorro ante el recorte de la potencia extra.

## 6.5. Conclusiones

De acuerdo con la revisión del estado del arte de los servicios de los sistemas de acumulación en las redes eléctricas y los resultados de los casos de estudio presentados en este capítulo, se concluye que:

- Hay un creciente interés en las aplicaciones ofrecidas por los sistemas de acumulación destinadas a dar servicios a las redes eléctricas.
- Las baterías electroquímicas se presentan como el tipo de sistema de acumulación con mayores perspectivas de futuro para ofrecer las aplicaciones de los sistemas de acumulación a las redes eléctricas.
- Existen servicios de los sistemas de acumulación que han sido utilizados a lo largo de años y su uso es conocido y extendido a lo largo de la red. En cambio existen otros tipos de servicios como el suavizado de pendientes y la reducción de picos de potencia que están en desarrollo y su uso crece en la red actualmente.
- El dimensionamiento óptimo del sistema acumulador y el balance económico de los beneficios de ciertos de sus servicios ofrecidos son temas de actualidad y con cierta repercusión en la bibliografía.
- El algoritmo de potencia disponible usado en las aplicaciones estudiadas en este capítulo ha demostrado ser útil y conveniente en aplicaciones de servicio a red.

- Tanto para el diseño como para la evaluación del control de las aplicaciones de los sistemas de acumulación a las redes eléctricas, es necesario un modelo fiable de la respuesta de tensión de la batería y de la estimación de su estado de carga. También se necesitan herramientas integrables dentro del control de las aplicaciones que estimen variables imprescindibles como el estado de carga o la resistencia equivalente.
- Los algoritmos implementados y validados mediante los dos casos de estudio, casos de servicio de suavizado de pendientes y reducción de picos de potencia, permiten cumplir restricciones de máxima pendiente de variabilidad de potencia y límites de potencia máxima asignados por criterios económicos, técnicos o legislativos.

Los algoritmos y modelos estudiados a lo largo de la tesis, como el algoritmo de potencia disponible o los modelos de la tensión de la batería y del estado de carga, son suficientes y satisfactorios para el diseño de algoritmos de aplicaciones destinadas a ofrecer servicios a la red.



## Capítulo 7.

### Conclusiones

En la primera sección del capítulo se presentan las conclusiones generales de la tesis y en la siguiente su traducción al inglés. En la sección 7.3 se enumeran las aportaciones originales y a continuación, en la sección 7.4, las publicaciones derivadas de la tesis. Finalmente, en la sección 7.5 se proponen varios temas para ser tratados en trabajos futuros.

#### 7.1. Conclusiones generales

En esta tesis se ha estudiado y descrito el comportamiento dinámico de las baterías ante variables externas. Este primer análisis teórico junto con los ensayos empíricos realizados sobre celdas de diferentes tecnologías han permitido examinar la importancia de las principales variables y parámetros a tener en cuenta para el diseño de los modelos de las baterías. La implementación de estos modelos ha facilitado generar herramientas de simulación y estimadores de parámetros que se incorporan en sistemas de control más amplios. Los simuladores han posibilitado el diseño de controles más complejos para algoritmos de pronóstico de los límites funcionales de las baterías y para los algoritmos destinados a las aplicaciones que dan servicios a la red eléctrica, mientras que los estimadores han permitido la implementación de estos algoritmos en un banco de ensayos real.

El modelo de estado de carga propuesto, que devuelve dos variables de estado de carga diferentes, estándar y disponible, ayuda a examinar y comprender los diferentes términos y variables que componen la capacidad y su disponibilidad. Aunque se demuestra que este modelo tiene mayor precisión que el definido como tradicional, ha sido innecesaria su implementación en los algoritmos de los límites funcionales y en las aplicaciones estudiadas, ya que la precisión del tradicional se valora suficiente. Aun así, el modelo propuesto y el análisis de sus variables se considera imprescindible para la comprensión de parámetros tan complejos como la capacidad y el estado de carga de una batería.

Asimismo, la precisión del modelo tensión—corriente implementado se juzga más que suficiente. En este modelo se han incorporado las variables de estado de carga, la temperatura y la histéresis, se han analizado las variaciones de los parámetros del modelo ante estas variables y se ha validado el modelo propuesto que tiene en cuenta estas variaciones. El estado de carga se considera la variable más importante, seguida de la histéresis y la temperatura para el rango estudiado. Este estudio ha propiciado el diseño de un modelo que simula la dependencia de todos los parámetros según la histéresis. La mejora en la estimación de la tensión de la batería según la influencia de la histéresis en los parámetros del modelo, excluyendo el *OCV*, se estima semejante a la influencia de la temperatura. El modelado de la histéresis se dictamina crítico en las baterías de tecnología basada en níquel.

Aunque en la actualidad las tecnologías predominantes son las de plomo—ácido y de litio—ion, las baterías de níquel—cadmio han demostrado tener una correcta respuesta ante algoritmos de servicio a red y ser excelentes para la investigación y el desarrollo experimental. En cambio no se consideran como la mejor opción para su uso de forma industrial debido a su precio y su impacto medioambiental en comparación con otras tecnologías.

Dentro del estudio de los límites funcionales de la batería se ha propuesto un algoritmo de cálculo de la potencia disponible que se ha juzgado adecuado para aplicaciones con tensiones de corte bajas. Este algoritmo propicia extraer más energía y a un nivel de potencia mayor que el nombrado como tradicional.

Por último, se concluye que tanto los modelos como los algoritmos de potencia límite estudiados permiten la implementación de cualquiera de las aplicaciones de baterías electroquímicas estudiadas en el capítulo 6. A modo de demostración se ha diseñado un algoritmo de aplicación energética y otro de potencia. Los algoritmos se han implementado en un banco de ensayos real dentro de dos casos de estudio diferentes dando los servicios de suavizado de pendientes y reducción de picos de potencia. Estos favorecen el cumplimiento de restricciones de máxima pendiente de variabilidad de potencia y límites de potencia máxima asignados por criterios económicos, técnicos o legislativos.

## 7.2. General conclusions

In this thesis the dynamic behaviour of the batteries regarding external variables has been studied and described. This first theoretical analysis along with the empirical tests, which have been carried out over cells of different technologies, has allowed to examine the importance of the main variables and parameters to be considered for the battery models design. The implementation of these models facilitated the generation of simulation tools and parameters estimators which are incorporated in larger control

systems. The simulators made possible the design of more complex controls for prediction algorithms of the battery functional limits and for the algorithms destined to the applications and services for the electrical grid, while the estimators have permitted the implementation of these algorithms in a real test bench.

The proposed state of charge model, which gives back two different state of charge variables, standard and available, helps to examine and to understand the different concepts and variables which form the capacity and its disponibility. Although it is proved that this model has a greater precision than the one defined as traditional, it was not implemented in most of the laboratory experiments, because the precision of the traditional method is considered to be enough. Nevertheless, the proposed model and the analysis of its variables is considered essential for the comprehension of complex parameters such as the battery capacity and the state of charge.

Likewise, the precision of the implemented voltage—current model is also considered to be enough. In this model, the following variables have been incorporated: state of charge, temperature and hysteresis. The variations of the model parameters have been analysed according to these variables. Finally, the proposed model which evaluates these variations has been validated. The state of charge is considered the most important variable, followed by the hysteresis variable and the temperature for the studied range. This study has contributed to a model which simulates the dependence of all the parameters in relation to the hysteresis. The improvement of the battery voltage estimation depending on the hysteresis influence in the parameters of the model, excluding the *OCV*, is considered similar to the temperature influence. The hysteresis modelling is assessed critical in nickel—based batteries.

Although nowadays the prevailing technologies are lead—acid and lithium—ion batteries, nickel—cadmium batteries have demonstrated that they have a correct response to the service algorithm for the grid. These batteries are excellent for research and experimental development. However, nickel—cadmium batteries are not considered the best option for the industrial use due to its price and environmental impact compared to other technologies.

An algorithm of available power calculation has been proposed within the study of the battery functional limits. This algorithm has been appraised appropriate for the applications with low cut—off voltage. This algorithm intends to extract more energy at a higher power level than the traditional one.

Finally, this thesis concludes that both the models and the studied algorithms of limited power allow the implementation of any of the electrochemical batteries applications analysed in chapter 6. To prove this, an algorithm of energy application and another one of power were designed. The algorithms have been implemented in a real test bench in two different study cases offering smoothing and power peak shaving services. The-

se services allow to achieve the restrictions of maximum ramp–rate power fluctuation and maximum power limits assigned according to economical, technical and legislative criterions.

### 7.3. Aportaciones originales

Las aportaciones originales de esta tesis son:

- Modelo del estado de carga que permite el estudio de las diferentes variables que influyen en el cálculo de la capacidad y su disponibilidad.
- Incorporación de la dependencia de la histéresis en el cálculo de los parámetros del modelo tensión–corriente junto a un novedoso modelo de la histéresis que a parte de estimar la tensión de circuito abierto mejora la precisión de la estimación final de la celda.
- Comparación de la influencia del estado de carga, temperatura e histéresis sobre los parámetros del modelo tensión–corriente y su influencia en la precisión de la estimación de la tensión.
- Novedoso algoritmo de cálculo de la potencia disponible destinado a aplicaciones de baja tensión de corte que permite descargas a mayor potencia y eficiencia.
- Estudio y análisis de las diferentes aplicaciones y servicios que pueden ofrecer los sistemas de acumulación a las redes eléctricas, implementando los servicios de suavizado de pendientes y reducción de picos de potencia.
- Diseño de un novedoso algoritmo destinado al servicio de reducción de picos de potencia que recoge la actuación de la batería ante todas las posibilidades estudiadas.

### 7.4. Publicaciones derivadas de la tesis

1. M. García-Plaza, D. Serrano-Jiménez, J. Eloy-García Carrasco, and J. Alonso-Martínez, “A Ni–Cd battery model considering state of charge and hysteresis effects,” *Journal of Power Sources*, vol. 275, pp. 595–604, Feb. 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314018576>
2. M. Garcia-Plaza, J. Eloy-Garcia Carrasco, and J. Alonso-Martinez, “State of charge estimation model for Ni-Cd batteries considering capacity and efficiency,” in *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2015.

3. M. Garcia-Plaza, D. Serrano-Jimenez, J.-G. Carrasco, and J. Alonso-Martinez, "State of charge, hysteresis and room temperature effects on the Ni-Cd battery modeling," in 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Mar. 2015, pp. 1191–1197.
4. J. Valero-Rodriguez, M. Garcia-Plaza, and J. Eloy-Garcia, "Dynamic performance of a back-to-back converter under grid disturbances with a classical DC-bus voltage control loop v.s. a DC-bus voltage control loop with Ni-Cd and Ion-Li batteries," in IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Nov. 2013, pp. 7462–7468.
5. C. Li, T. Dragicevic, M. Garcia Plaza, F. Andrade, J. Vasquez, and J. Guerrero, "Multiagent based distributed control for state-of-charge balance of distributed energy storage in DC microgrids," in IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Oct. 2014, pp. 2180–2184.

## 7.5. Trabajos futuros

Se proponen los siguientes temas para ser tratados en trabajos futuros:

- Estudio y diseño de nuevas herramientas destinadas a modelar los efectos de la gasificación en la sobrecarga, efecto dinámico de recuperación de capacidad, influencia de la magnitud de la corriente, variabilidad de la eficiencia coulombica y estado de salud de la batería sobre la precisión en la estimación de la capacidad, estado de carga y tensión de la batería.
- Mejora del algoritmo de cálculo de la potencia máxima propuesto para una adecuada estimación incluso utilizando frecuencias de ejecución del algoritmo más bajas.
- Diseño de herramientas de dimensionado óptimo de la bancada de baterías dependiendo de la aplicación a la que se dirija.
- Estudio económico de la rentabilidad de los servicios de las baterías sobre las redes eléctricas incluyendo herramientas de dimensionado óptimo y modelos de estimación del estado de salud de la batería.
- Desarrollo e implementación de otras aplicaciones de servicio a la red eléctrica, como la emulación de inercia.



## Apéndice A.

# Bancos de ensayos utilizados para la obtención de resultados experimentales

En esta tesis se han desarrollado diversos bancos de ensayos en el laboratorio de investigación del Grupo de Control de Potencia (*GCP*) perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid. Mediante estos montajes se han podido obtener los datos experimentales expuestos en la tesis. En este apéndice se detallan las características de los dos principales montajes utilizados: el destinado a la carga y la descarga de una bancada de 210 celdas que se detalla en la sección A.1 y el destinado a una única celda que se explica en la sección A.2.

### A.1. Sistema destinado al uso de la bancada de baterías

El banco de ensayos que permite la carga y la descarga de la bancada de baterías se compone de tres convertidores, sondas de medida, filtros inductivos, condensadores conectados al bus de corriente continua (*bus – dc*), transformadores, sistema de protección y la propia bancada de baterías. Estos dispositivos se conectan en la forma que muestra el esquema de la figura A.1.

#### Elementos del banco de ensayos

Los convertidores 1 y 2 son capaces de trabajar como inversores o rectificadores dependiendo de las consignas de potencia asignadas. El convertidor 3 trabaja como elevador de tensión continua bidireccional.

En la entrada de cada convertidor, en el 1 y 2 desde el lado de red y en el 3 desde el lado de la bancada, se han instalado interruptores magnetotérmicos que permiten aislar al sistema de cualquier fuente de energía. Estos sistemas se proveen de resistencias de pre-carga que permiten la carga de los condensadores del *bus – dc* con corrientes seguras.

La entrada de continua de cada convertidor está compuesta por cuatro condensadores de 1,1mF en paralelo, resultando un total de 4,4mF. La conexión en paralelo de los tres

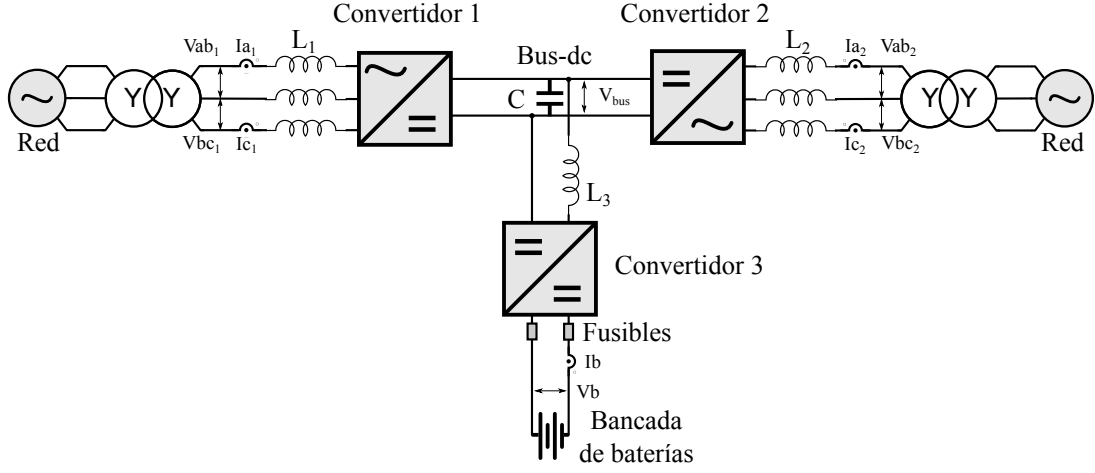


Figura A.1.: Esquema simplificado del banco de ensayos

$Vab$	230V
$Vdc$	400V
$L1$ y $L2$	10mH
$L3$	80mH
$C$	13,2mF
$T_s$	100 $\mu$ s

Tabla A.1.: Principales parámetros del banco de ensayos

convertidores da lugar a un *bus – dc* de 13,2mF.

Los filtros inductivos de conexión a red  $L1$  y  $L2$  son de 10mH y el filtro de conexión del convertidor 3 con el *bus – dc*  $L3$  es de 80mH.

El sistema se conecta a una red de 400V de línea mediante transformadores estrella–estrella con relación de transformación de  $\sqrt{3}$  que proporciona una tensión en la parte secundaria de los transformadores de  $Vab = 230V$ .

La bancada de baterías se compone de 210 celdas de níquel cadmio, de 11Ah de capacidad de la marca Saft y de modelo SPH11, cuyas características se presentan en la sección 2.4. La bancada se dividió en seis bloques que permiten una fácil manipulación en módulos con tensiones inferiores a 50V. Se instalaron fusibles de 25A como elementos de seguridad a la entrada y a la salida de cada módulo.

Los valores de los principales parámetros del sistema se resumen en la tabla A.1.

### Control del banco de ensayos

La implementación en tiempo real de los controles se ha llevado a cabo en una tarjeta de control ds1006 de dSPACE. Se ha empleado una tarjeta de generación de señales PWM DS5101 que actúa como tarjeta esclava de la principal de control. Esta tarjeta



se gobierna por una *FPGA* que se encarga de la generación de los pulsos empleados para la conmutación. El tiempo de ciclo del algoritmo es de  $T_s = 100\mu s$ . Dentro de la tarjeta de control se programan los controles de los propios convertidores, los algoritmos de control de alto nivel, los algoritmos de seguridad y las herramientas de modelado diseñadas.

A lo largo de la tesis se han implementado diferentes técnicas convencionales de control. El control definitivo que se ha utilizado sobre los inversores—rectificadores es el control directo de potencia predictivo óptimo a frecuencia constante propuesto en [103]. En [103] se define el control directo de potencia como una familia de algoritmos que buscan regular el comportamiento de un dispositivo empleando directamente la potencia como variable de control. Se basa en conceptos similares a los desarrollados para el control directo de par y en la teoría de potencia instantánea.

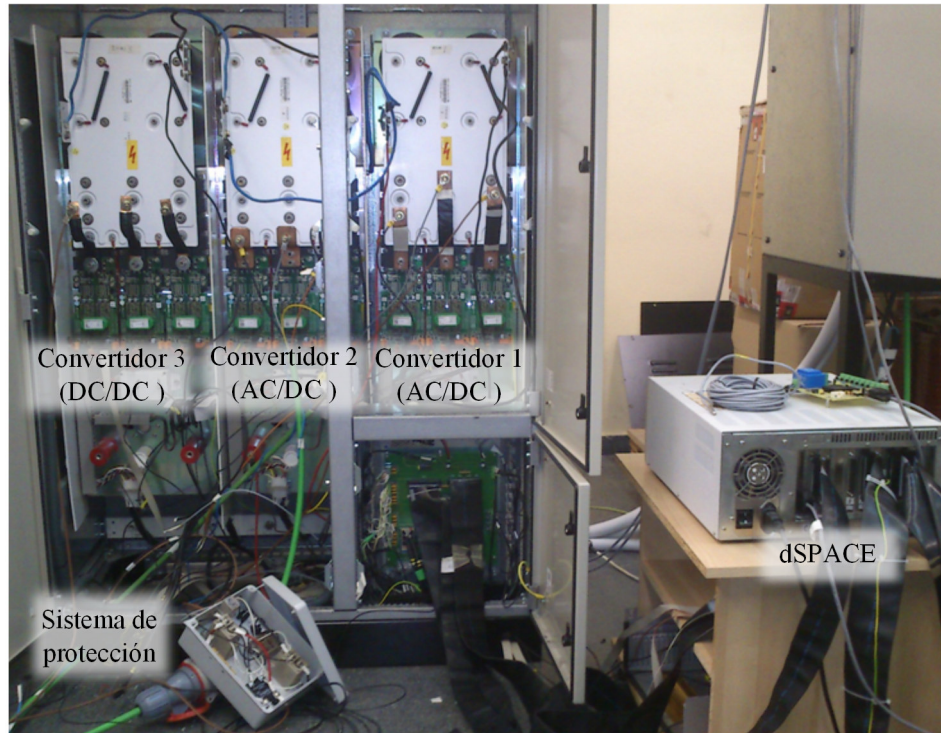
Mientras que en el convertidor 2 se puede regular libremente la potencia intercambiada con la red, la referencia de potencia activa del convertidor 1 es asignada por el regulador de tensión del *bus – dc*. La estrategia de control del bus de continua consiste en la obtención de la referencia de potencia activa mediante un regulador *PI* a partir del error de tensión de continua.

Sobre el convertidor 3, el elevador bidireccional de tensión continua, se ha utilizado un control de intensidad por banda de histéresis a frecuencia constante. En [104] se explica que el principio de funcionamiento del control de la intensidad por banda de histéresis se basa en la comparación de una referencia para la intensidad con la medida de dicha intensidad a la salida del inversor. Si el error entre la referencia y la medida supera un cierto umbral, llamado banda de histéresis, la rama correspondiente del inversor cambia su estado de conmutación para que, cambiando la polaridad de la tensión aplicada, se modifique la trayectoria de la intensidad y así hacer que el error entre dentro de la banda.

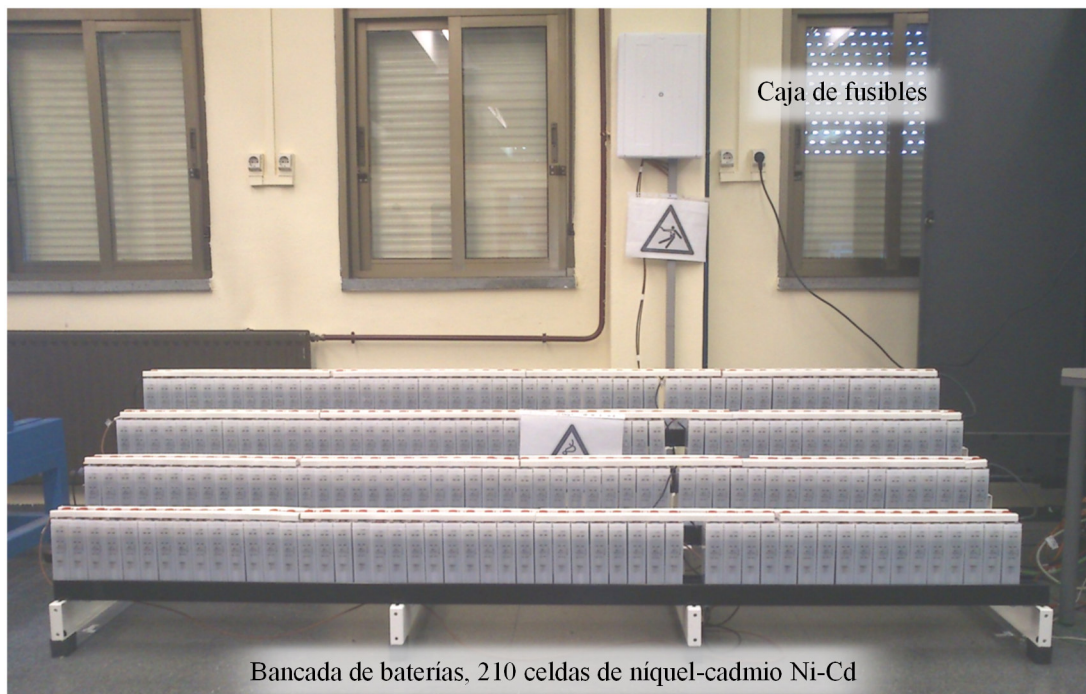
Se supervisan los ensayos y se modifican los parámetros en tiempo real mediante el entorno ControlDesk facilitado por el fabricante del sistema de control dSpace. Debido fundamentalmente a la extrema duración de algunos de los ensayos realizados se automatizaron las distintas maniobras, permitiendo un funcionamiento óptimo y seguro a lo largo de todo el ensayo. Para ello se ha utilizado una herramienta facilitada por ControlDesk que permite la automatización de sus consignas mediante lenguaje Python.

Antes de la implementación de los algoritmos en el sistema real estos se prueban mediante co—simulación. En todos los casos la planta del sistema de potencia se simula mediante el programa Psim y los algoritmos de control y los modelos de batería en MATLAB mediante su herramienta Simulink.

Fotografías de los elementos del sistema experimental se muestran en la figura A.2.



(a) Fotografía de los convertidores, del sistema de protección y de la dSPACE



(b) Fotografía de la bancada de baterías y la caja de fusibles

Figura A.2.: Fotografías de los principales elementos del banco de ensayos

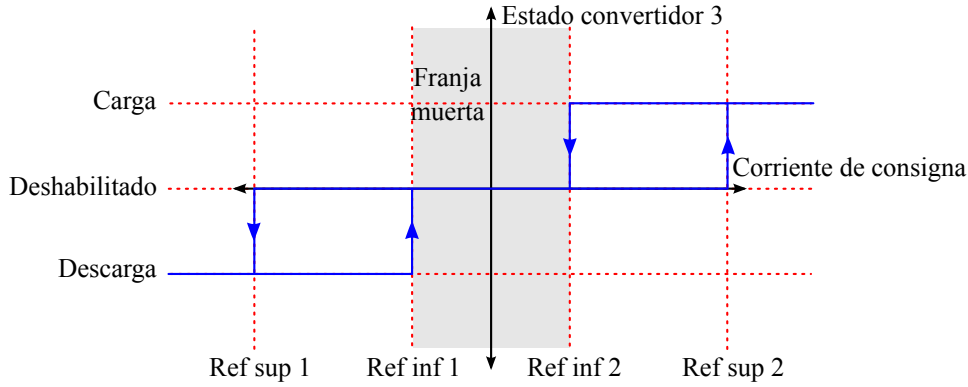


Figura A.3.: Estados del convertidor 3 con doble banda de histéresis y franja muerta

### Consideraciones sobre la implementación práctica

Tras la comprobación en co-simulación de los algoritmos propuestos, estos deben ser modificados a causa de ciertos aspectos prácticos. Aspectos tales como las perturbaciones eléctricas que interfieren sobre las señales procesadas que solapan ruido a las señales leídas y la posible situación de fluctuación de una señal alrededor de un valor de referencia.

Debido al ruido de la señal en la lectura de corrientes y tensiones y, en consecuencia, de las potencias calculadas, es necesario estimar su valor medio. Las actuaciones del control deben ser consecuencia del valor medio de las señales y no de un solo dato leído que puede no representar su valor real. A lo largo de los ensayos, el control procesa las señales con una media móvil de 100 puntos, que ante un periodo de ejecución de  $100\mu s$  equivale a un tiempo de media de 0,01 segundos. Para algoritmos que necesitan de un tiempo de media mayor, como el cálculo de pérdidas o el método de fin de carga por detección del punto de inflexión, se ha realizado una media móvil de 60 puntos captando 1 punto cada segundo, lo que equivale a un tiempo de media de un minuto.

Aun con el mediado de las señales, estas fluctúan alrededor de un valor medio más constante en el tiempo. Si este valor está cercano a una referencia, el control puede estar fluctuando alrededor de dos estados a consecuencia del ruido y actuando de una forma no deseada. Para evitar rebotes indeseados entre diferentes estados del control se han implementado sencillas bandas de histéresis alrededor de la referencia. Para evitar variaciones rápidas entre los estados de carga y descarga del convertidor 3, el elevador bidireccional de tensión continua, se ha implementado una doble banda de histéresis con franja muerta donde el convertidor permanece en reposo y deshabilitado. En la figura A.3 se muestran los estados y las referencias de la doble banda de histéresis del convertidor 3, donde *Ref sup* y *Ref inf* son las referencias del límite superior e inferior de las bandas de histéresis.

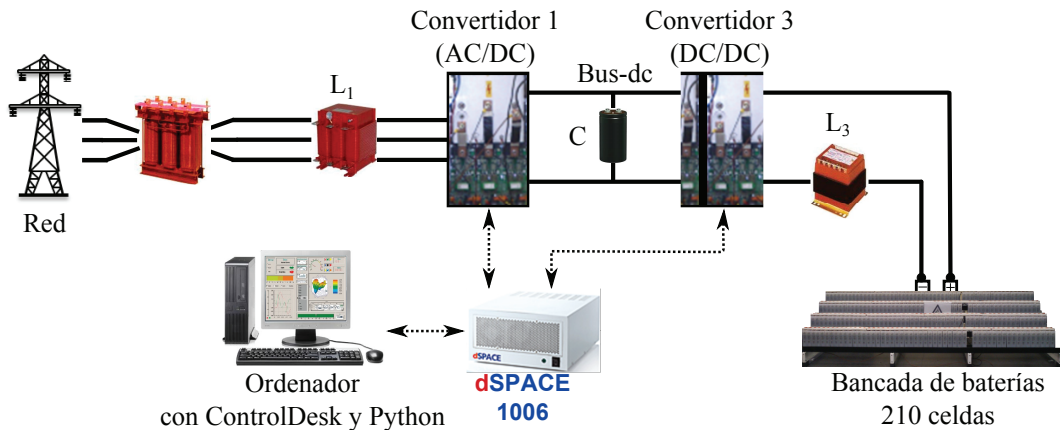


Figura A.4.: Diagrama simplificado de la segunda topología utilizada

Para una mayor precisión en la asignación de las potencias de los convertidores, se han tenido en cuenta las pérdidas energéticas globales del banco de ensayos. Estas son estimadas como la diferencia del balance de las potencias de los tres convertidores. Dependiendo del algoritmo, las pérdidas son compensadas por un convertidor u otro.

El mediado de las señales, las bandas de histéresis del control y la compensación de las pérdidas pueden acarrear una latencia en la respuesta del control. Dentro del ensayo de reducción de picos de potencia mediante baterías a lo largo de 14 horas, mostrado en la figura 6.2, justo tras el punto A se puede observar un ejemplo de esta latencia en la respuesta de compensación del pico de potencia.

#### A.1.1. Topologías del banco de ensayos utilizadas

El banco de ensayos descrito se ha utilizado mediante dos topologías diferentes:

- La primera topología permite emular el conexionado de la bancada junto a un generador independiente, formando en su conjunto un sistema híbrido que se conecta a la red. Esta topología corresponde a todos los elementos que se muestran en la figura A.1.
- La segunda topología está destinada únicamente a la carga y a la descarga de la bancada de baterías permitiendo analizar la respuesta de la batería ante diferentes perfiles de corriente. Esta topología solo hace uso de los convertidores 1 y 3 del esquema que se muestra en la figura A.1. En la figura A.4 se muestra un diagrama simplificado de la segunda topología del banco de ensayo.

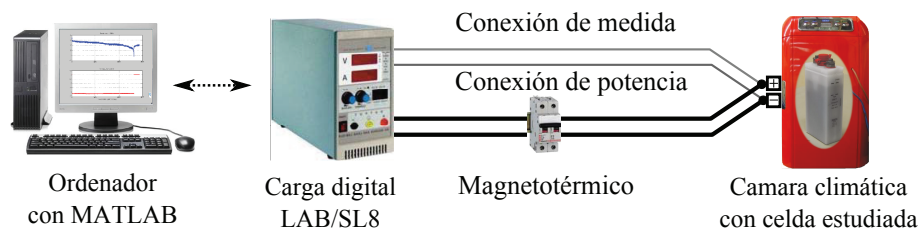


Figura A.5.: Diagrama simplificado del banco de ensayos usado en la caracterización de las celdas y respuesta ante diferentes perfiles de corriente

## A.2. Sistema destinado a ensayos sobre una celda

Se ha considerado necesario el montaje de un banco de ensayo que permitiera estudiar la respuesta de una celda ante un perfil de corriente en un entorno de temperatura ambiente controlado.

El sistema está compuesto por un ordenador, una carga digital, elementos de seguridad y un recipiente que permite el control de la temperatura ambiente. En la figura A.5 se muestra un esquema simplificado del montaje.

### Elementos del banco de ensayos

La carga digital seleccionada es una fuente de dos cuadrantes de la empresa ET—System del modelo LAB/SL8. Esta fuente tiene un rango de tensión de salida de 0 a 8V cuando trabaja como fuente de energía y un rango de entrada de 1 a 8V cuando trabaja como carga digital. La corriente máxima de la fuente es de 15A. La potencia máxima a gestionar por parte de la fuente es de 120W. Estas fuentes tienen incorporada una interfaz que permite el intercambio de datos en serie con un ordenador mediante el estándar recomendado 232 (*RS – 232, Recommended Standard 232*). Como se observa en la figura A.5 se han cableado dos conexiones diferentes entre la celda y la carga digital. La conexión de medida es una conexión directa para la medición de la tensión donde se evitan caídas de tensión en elementos intermedios entre la carga digital y la celda. La conexión de potencia es interrumpida con los elementos de seguridad y a través de ella fluye la corriente asignada.

Como cámara climática se ha utilizado una nevera con función de frío y de calor. Ésta es capaz de mantener una temperatura en su interior con un grado centígrado de precisión. La temperatura se programa y se supervisa mediante un panel de visualización exterior. El modelo utilizado es el iBOX EC—0318 con un margen de temperatura desde 65°C a –20°C por debajo de la temperatura ambiente, pudiendo alcanzar como temperatura mínima 4 grados en condiciones óptimas.



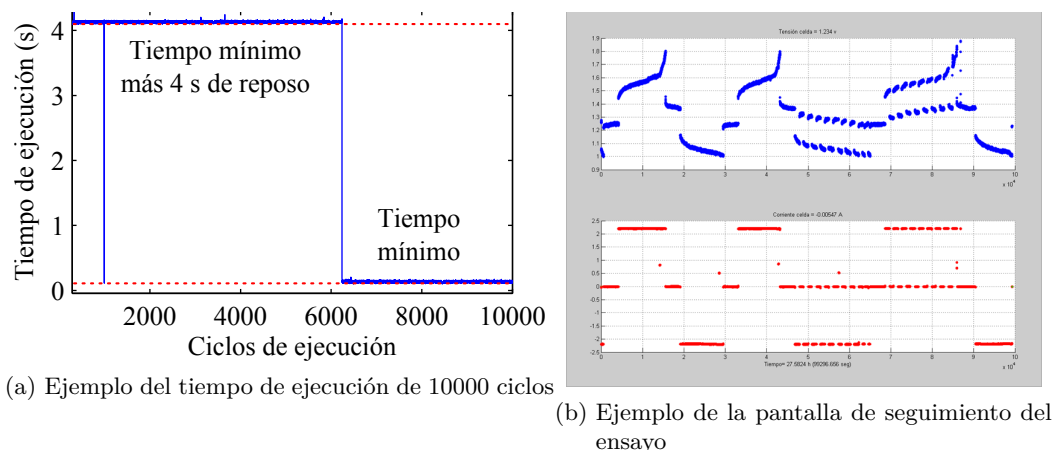


Figura A.6.: Entorno gráfico diseñado y tiempos medios de ejecución

### Control del banco de ensayos

El control corre en el ordenador desde un programa ejecutado en MATLAB que envía las instrucciones a la carga digital a través del interfaz *RS – 232*. Se ha necesitado la elaboración de una gran cantidad de funciones entrelazadas para asignar los perfiles de corriente deseados teniendo en cuenta un control ante variables de tensión, sus derivadas, corriente y tiempo. Para el lenguaje de programación de más bajo nivel, encargado de la asignación de instrucciones y de lecturas de medida directas a las fuentes, se han utilizado los comandos *SCPI (Standard Commands for Programmable Instruments)*.

El sistema de control utilizado no puede asegurar el tiempo máximo del ciclo de ejecución, el cual es un requisito prescindible para las tareas de este banco de ensayos. El tiempo mínimo medio aproximado de cada ciclo de ejecución es de 0,1 segundos. Se trata de un periodo suficiente para el estudio de las dinámicas efectuado. En la figura A.6a se muestran los tiempos de ejecución de 10.000 ciclos a modo de ejemplo, donde inicialmente los ciclos tienen un tiempo de reposo añadido de 4 segundos y, posteriormente, los ciclos se ejecutan a máxima velocidad. Se observa que la media de este tiempo mínimo es de 0,1 segundos.

Para el seguimiento del ensayo se ha programado un entorno gráfico en MATLAB que permite la representación de las señales medidas por la carga digital: corriente y tensión. Estas dos señales, junto con el tiempo de adquisición de datos, se muestran gráficamente por la pantalla y se almacenan en un fichero grabado en el disco duro del ordenador en cada ciclo de trabajo. En la figura A.6b se muestra una captura del aspecto del entorno gráfico en un ensayo ejemplo. Al tratarse de ensayos de larga duración se ha necesitado supervisar los ensayos mediante un programa para controlar el ordenador de forma remota.

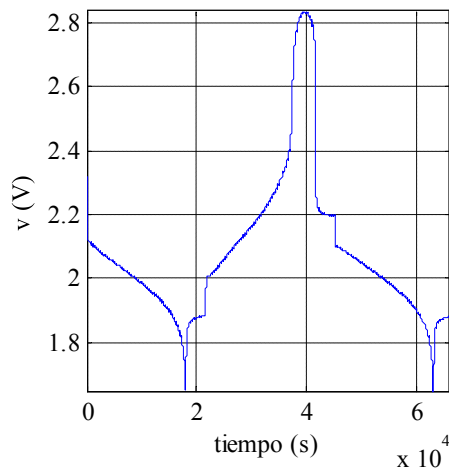
### **Ejemplo de resultados del banco de ensayos**

Para la caracterización y la evaluación de los modelos ha sido necesario realizar más de cien ensayos sobre las seis celdas estudiadas. Debido a la gran cantidad de ensayos y la larga duración de la mayoría, se han instalado cuatro bancos de ensayos como el mostrado en la figura A.5 para poder realizar cuatro ensayos en paralelo.

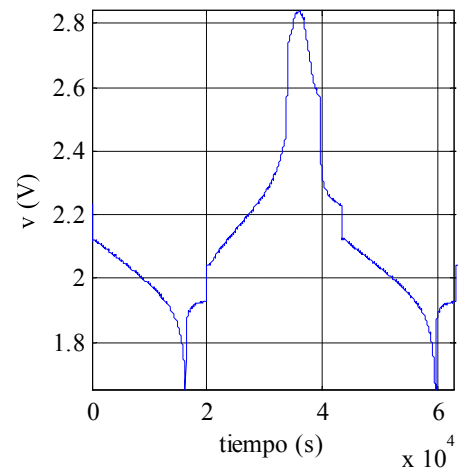
Los parámetros más importantes y las conclusiones de los ensayos se han descrito a lo largo de la tesis, aunque se ha considerado inoportuno incluir las gráficas de todos los ensayos para que su lectura no resultara engorrosa.

A modo de ejemplo, en este anexo, se adjuntan la respuesta de la tensión de las celdas de algunos de los ensayos realizados para la sección 4.6, que corresponde al estudio de la influencia del efecto de la histéresis en diferentes tecnologías. Se ha escogido esta sección debido a que en sus resultados es posible ver los ensayos de caracterización del circuito estimador del estado de carga, figura A.7; del circuito tensión—corriente, figuras A.8 y A.9; del circuito de la histéresis, figuras A.10, A.11, A.12, A.13, A.14 y A.15 y el ensayo de evaluación del modelo, figuras A.16 y A.17.

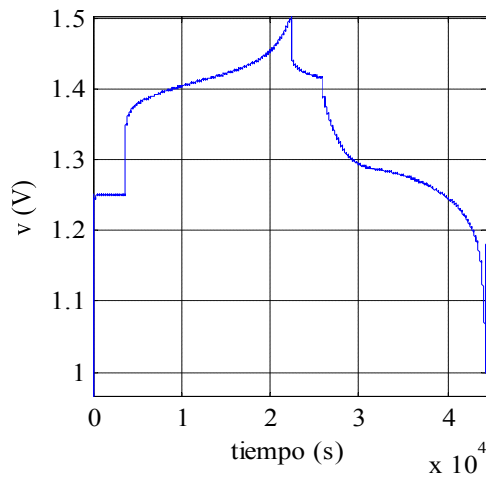
Quedarían por mostrar muchos otros ensayos, como los explicados en la sección 4.5 realizados a diferentes temperaturas, pero todos ellos son similares en forma a los mostrados en este anexo.



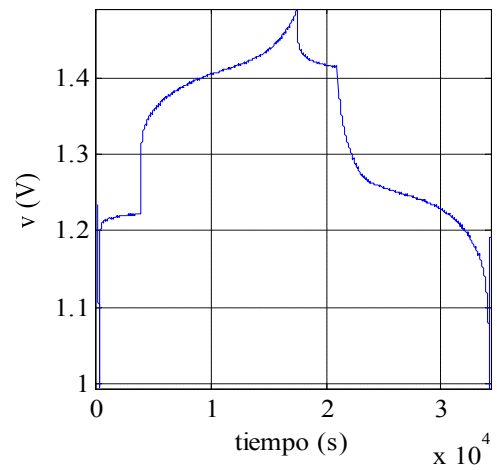
(a) Pb-Ac AGM



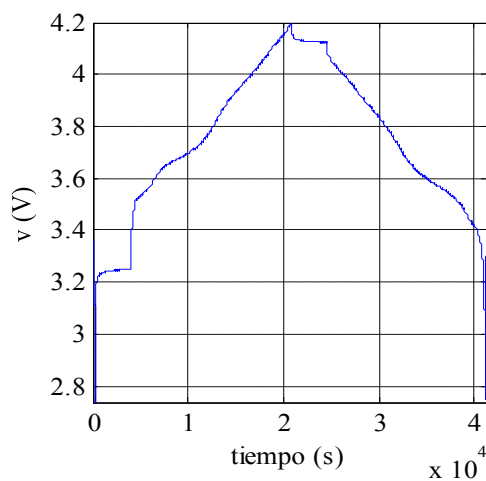
(b) Pb-Ac Gel



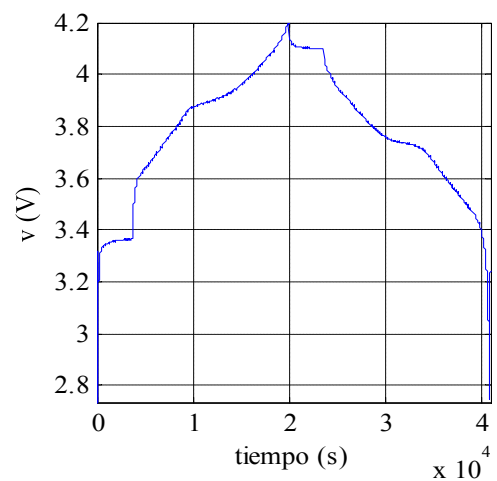
(c) Ni-Cd



(d) Ni-MH



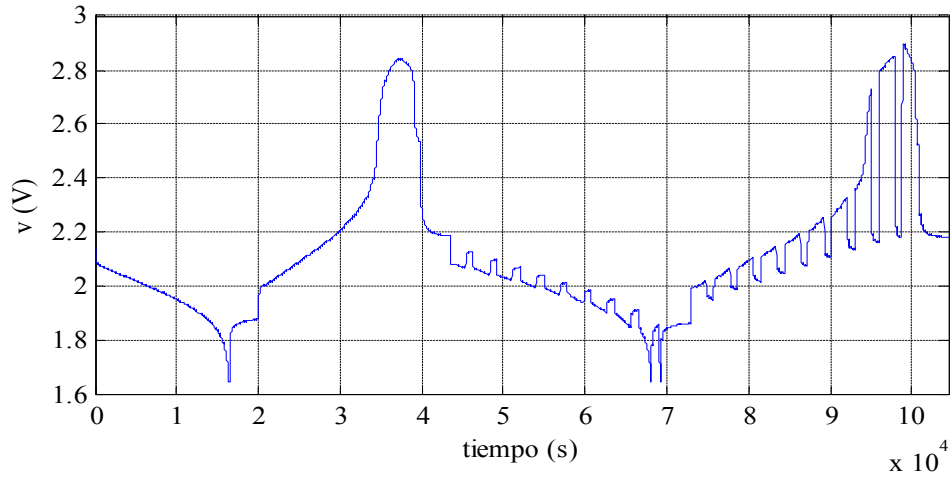
(e) LiIon



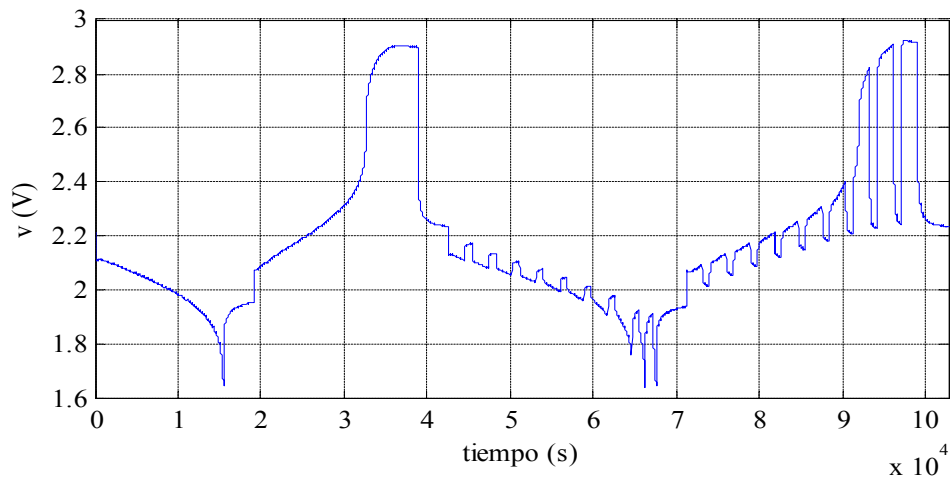
(f) LiPo

Figura A.7.: Ensayos de caracterización del circuito estimador del estado de carga para todas las tecnologías estudiadas

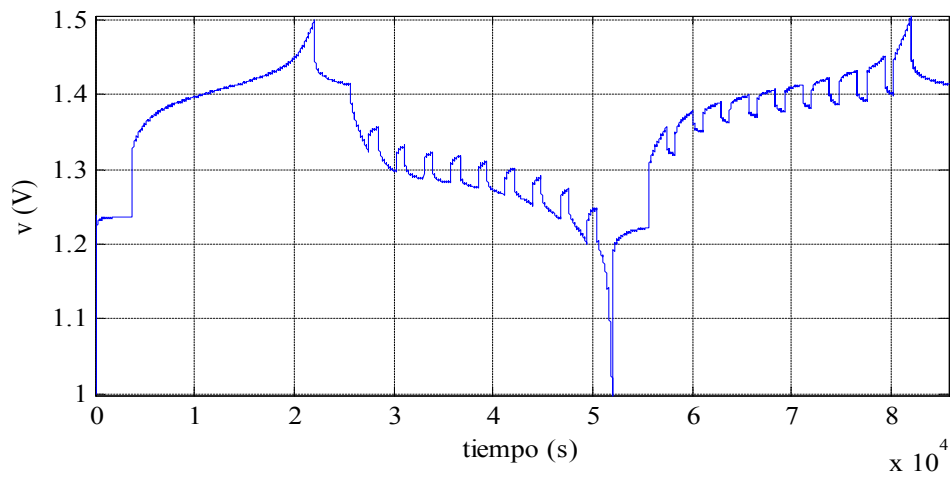




(a) Pb-Ac AGM



(b) Pb-Ac Gel



(c) Ni-Cd

Figura A.8.: Ensayos de caracterización del circuito tensión-corriente para las celdas Pb-Ac AGM, Pb-Ac Gel y Ni-Cd

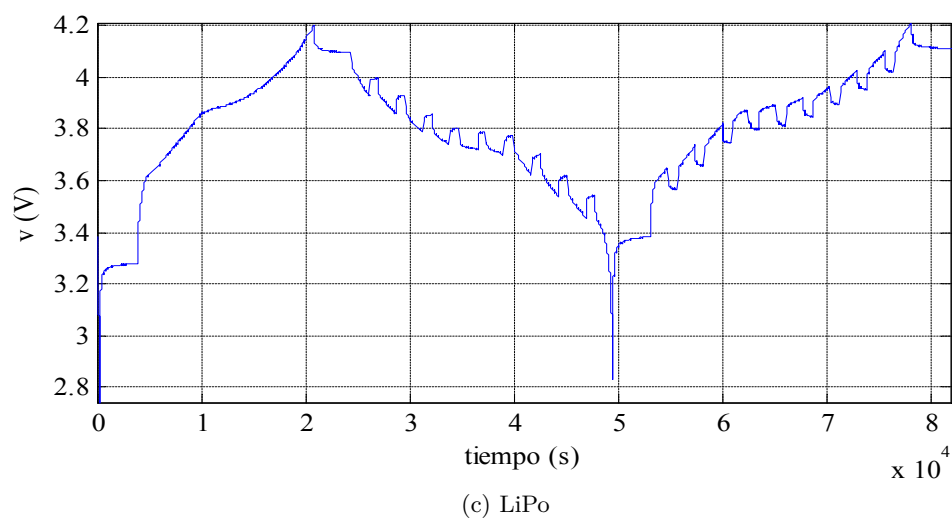
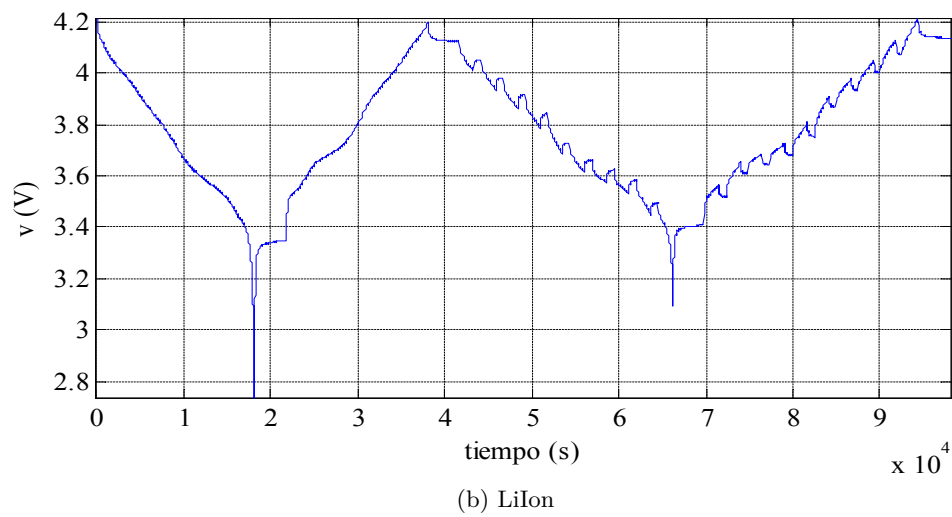
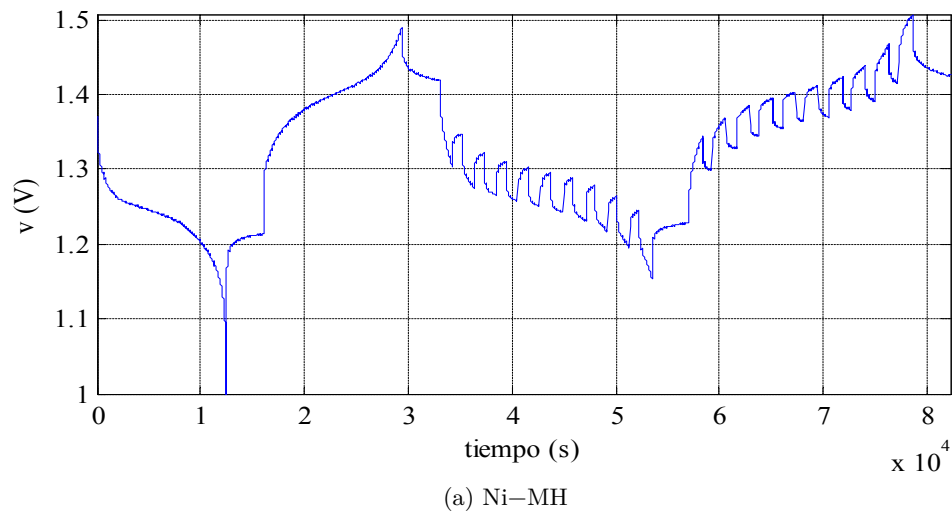
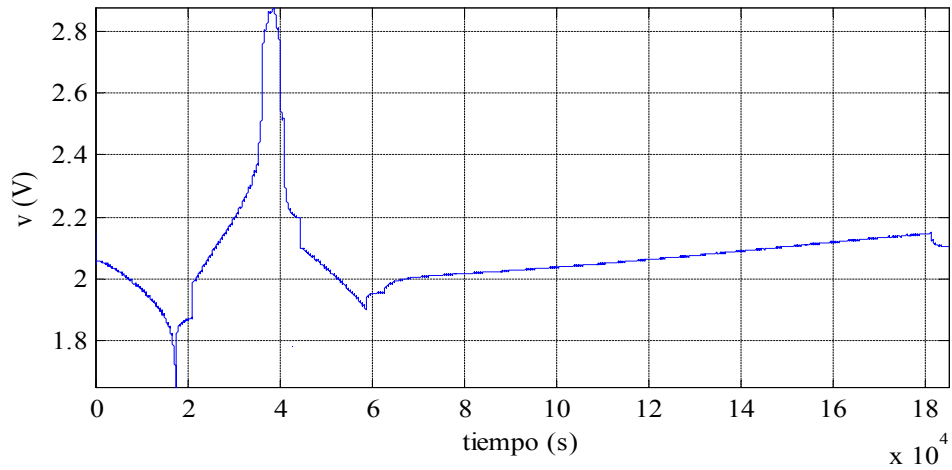
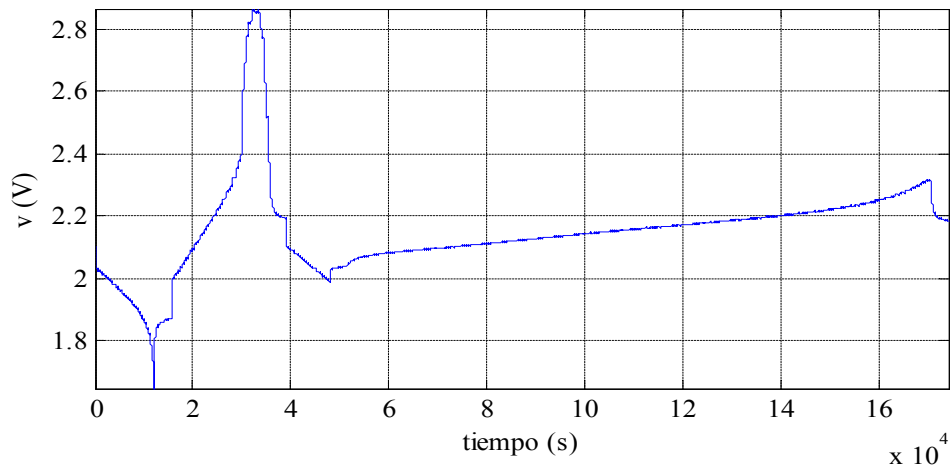


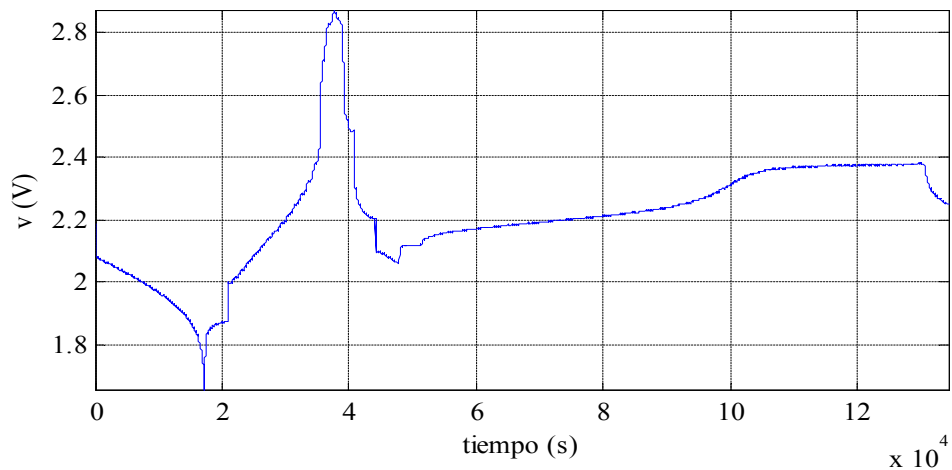
Figura A.9.: Ensayos de caracterización del circuito tensión–corriente para las celdas Ni–MH, LiIon y LiPo



(a) Pb—Ac AGM 20 %

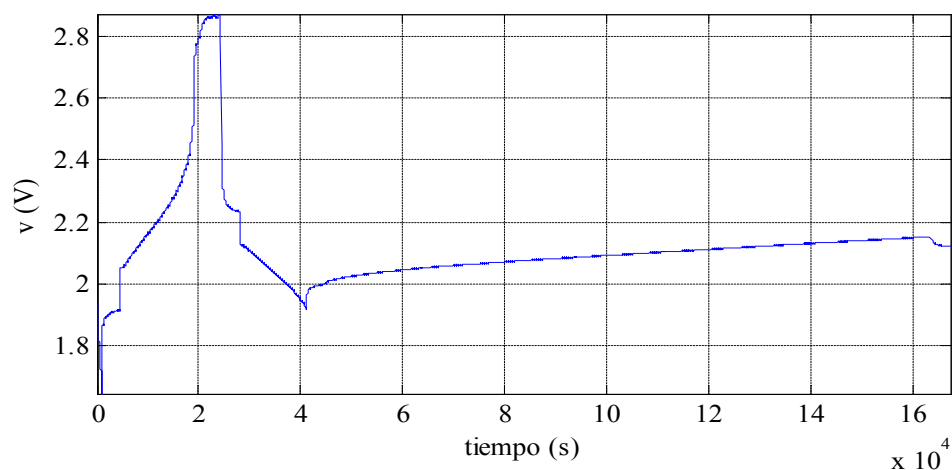


(b) Pb—Ac AGM 50 %

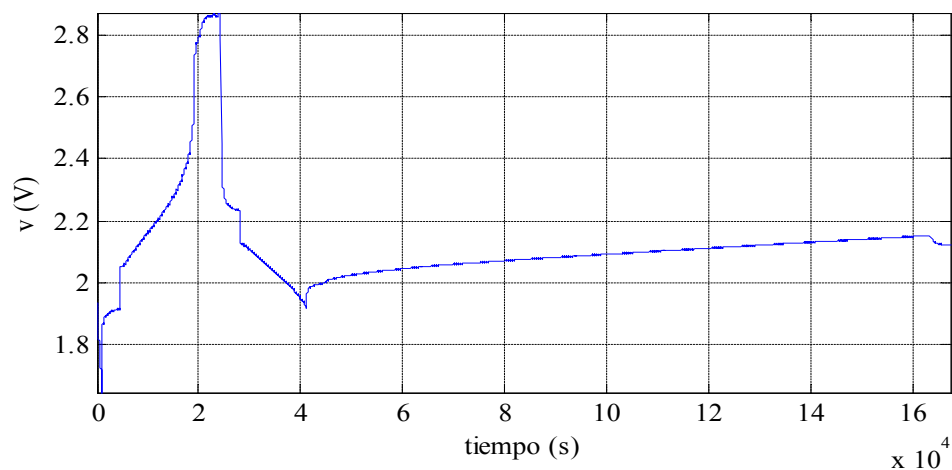


(c) Pb—Ac AGM 80 %

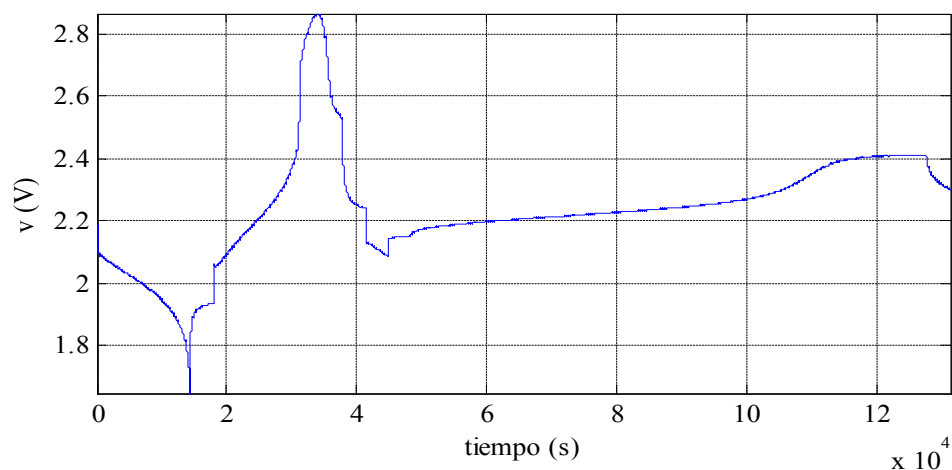
Figura A.10.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Pb—Ac AGM



(a) Pb-Ac Gel 20 %

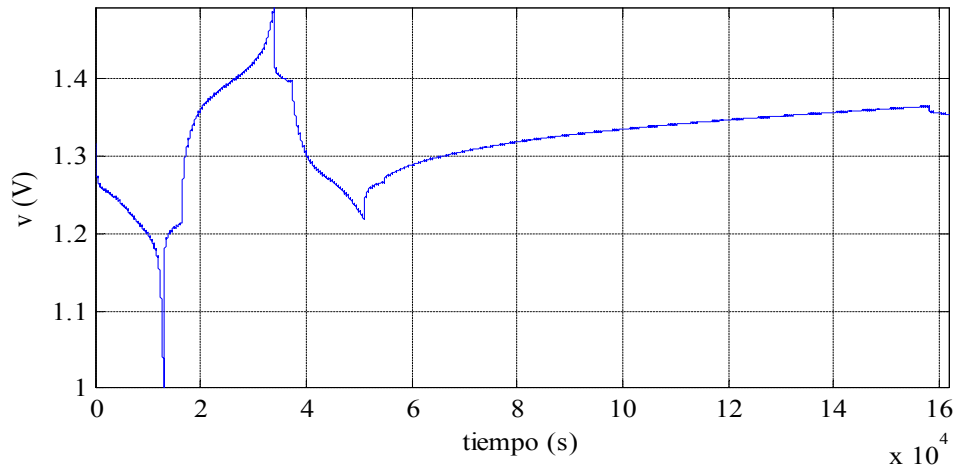


(b) Pb-Ac Gel 50 %

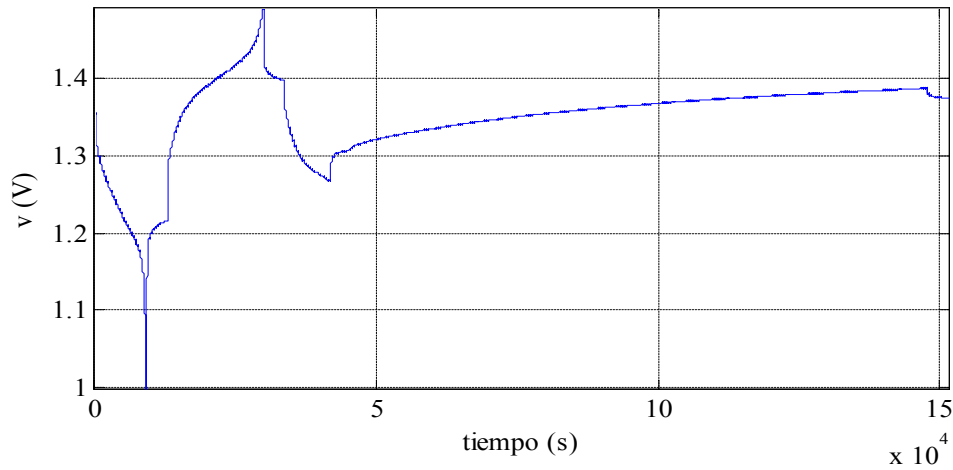


(c) Pb-Ac Gel 80 %

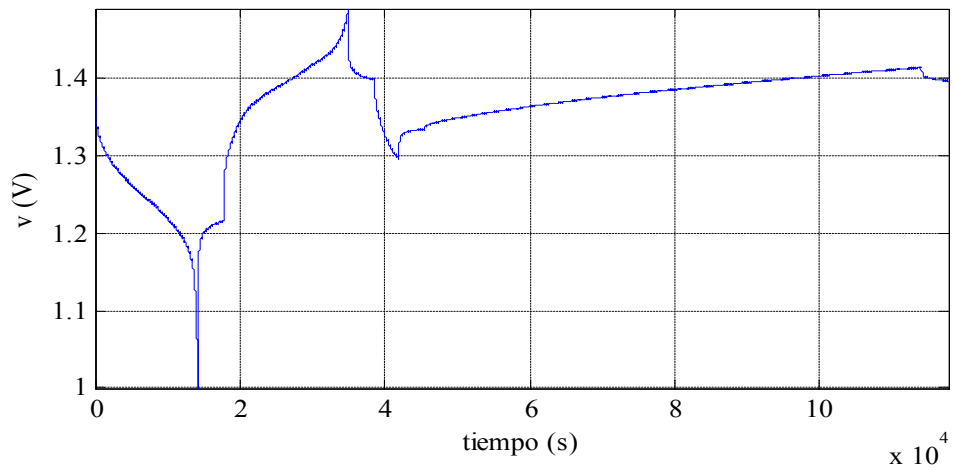
Figura A.11.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Pb-Ac Gel



(a) Ni—Cd 20 %

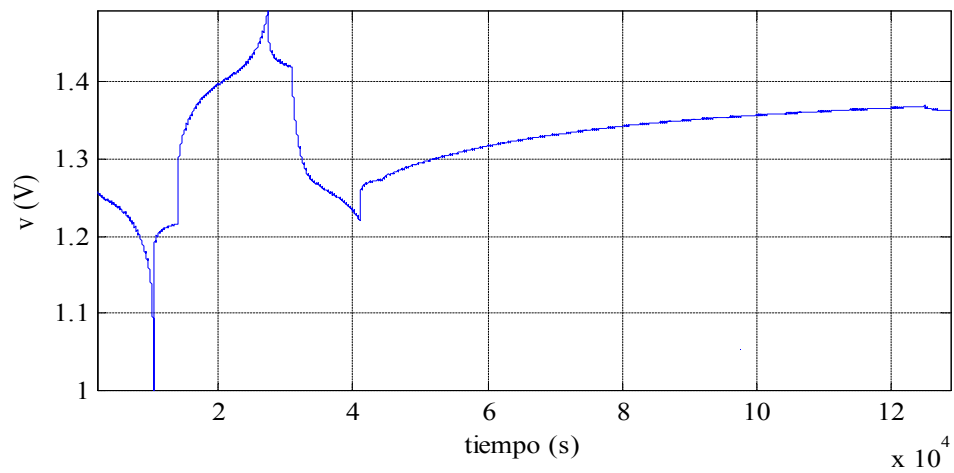


(b) Ni—Cd 50 %

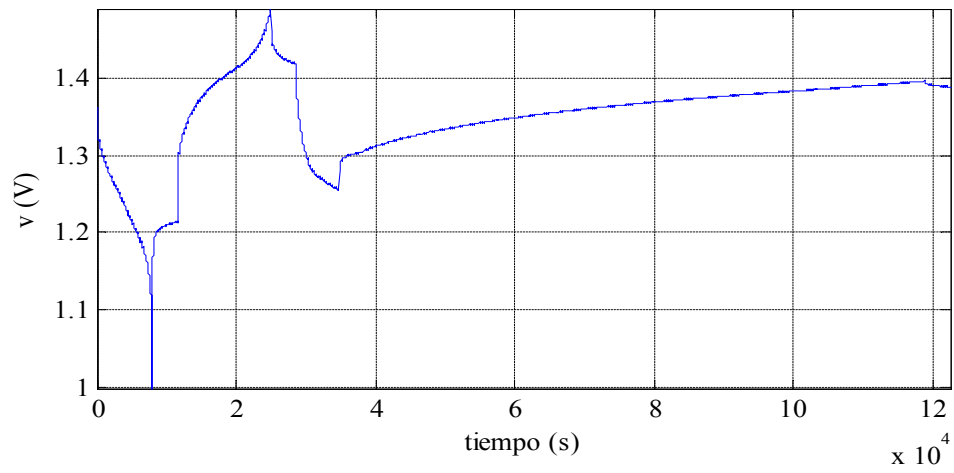


(c) Ni—Cd 80 %

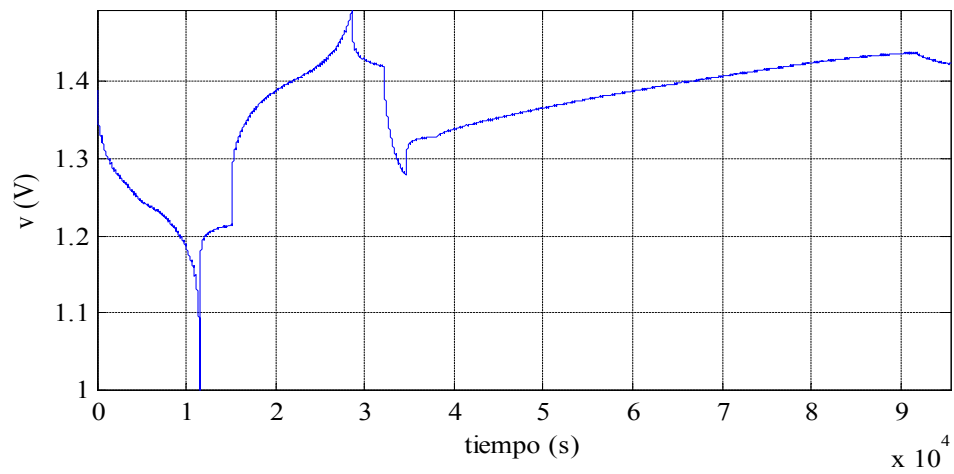
Figura A.12.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Ni—Cd



(a) Ni-MH 20 %

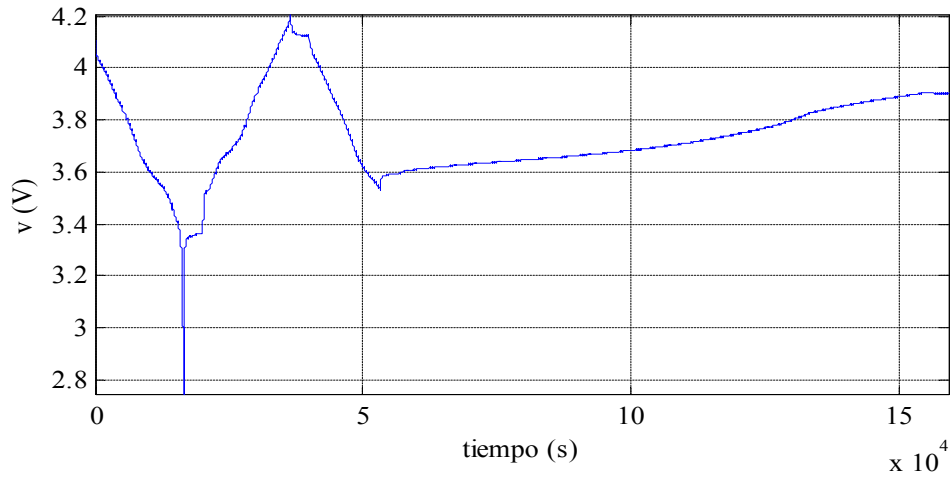


(b) Ni-MH 50 %

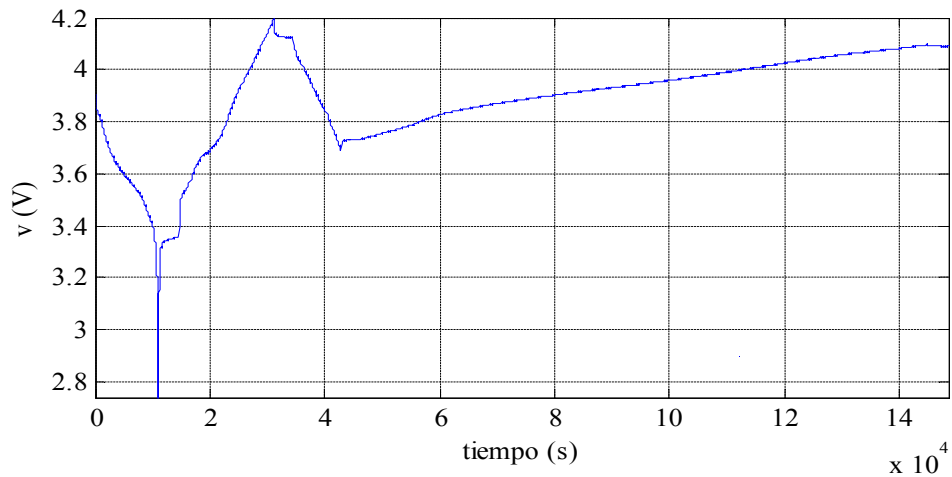


(c) Ni-MH 80 %

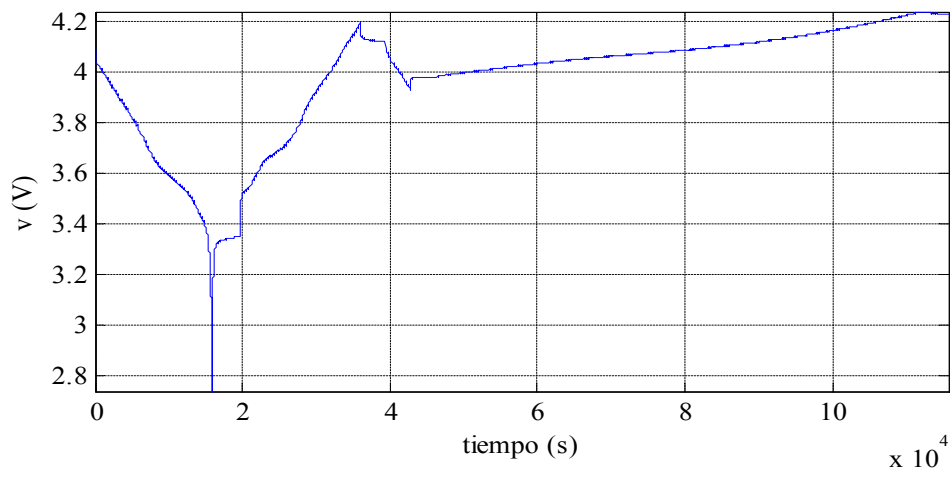
Figura A.13.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda Ni-MH



(a) LiIon 20 %

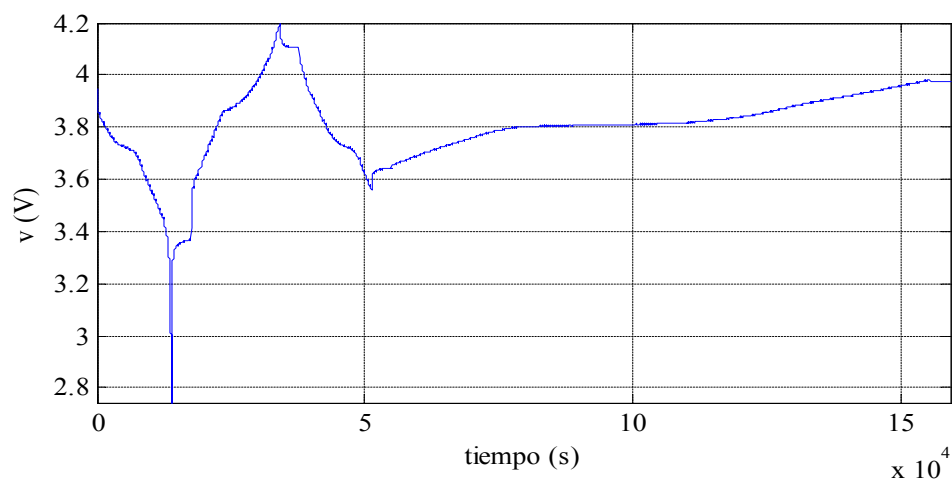


(b) LiIon 50 %

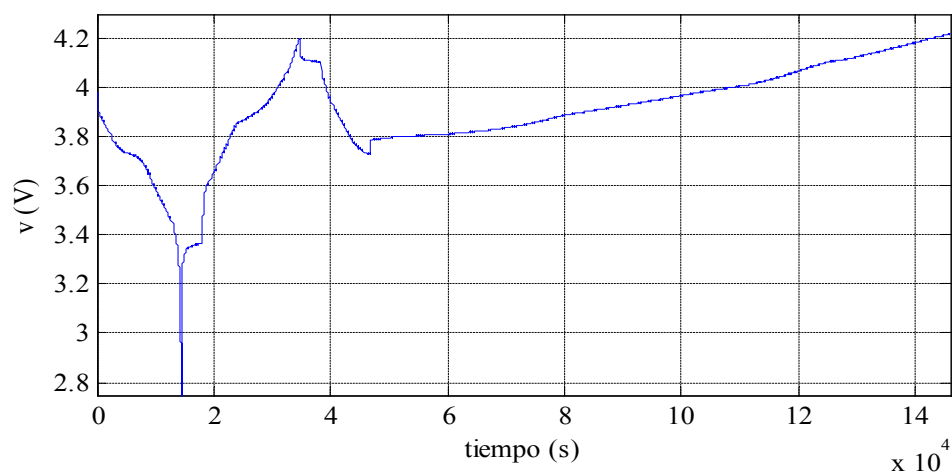


(c) LiIon 80 %

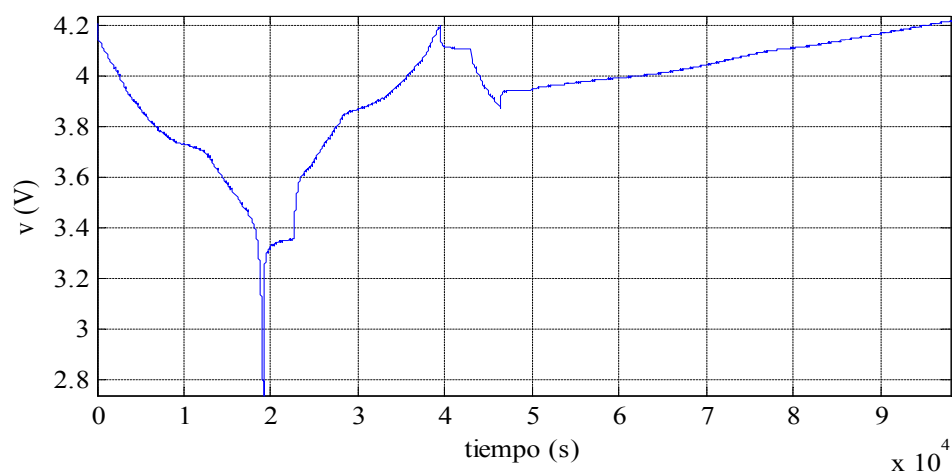
Figura A.14.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda LiIon



(a) LiPo 20 %



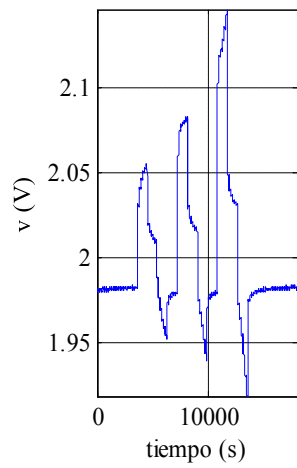
(b) LiPo 50 %



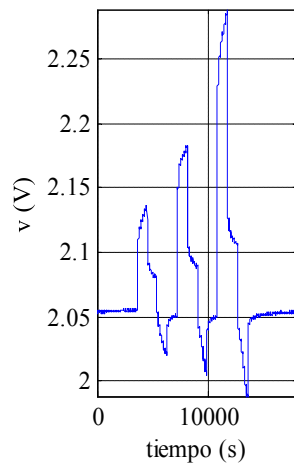
(c) LiPo 80 %

Figura A.15.: Ensayos de caracterización del circuito de la histéresis indicando el estado de carga inicial para la celda LiPo

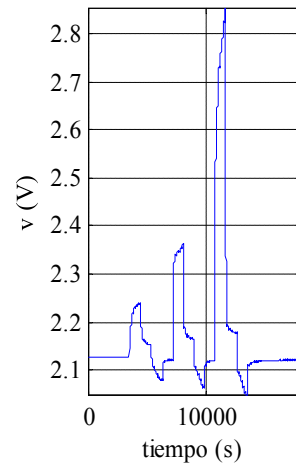




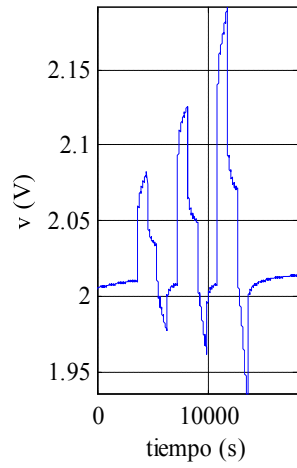
(a) Pb-Ac AGM 20 %



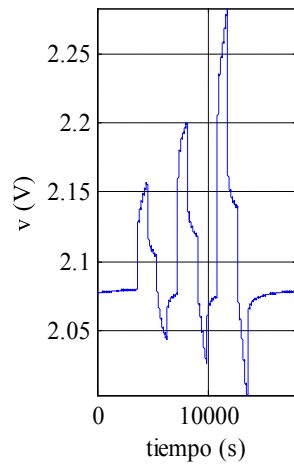
(b) Pb-Ac AGM 50 %



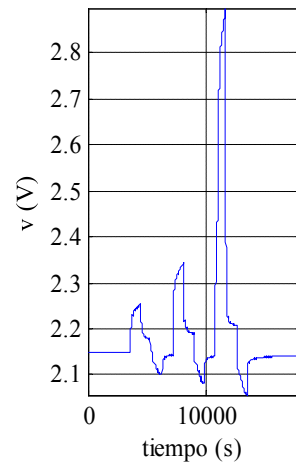
(c) Pb-Ac AGM 80 %



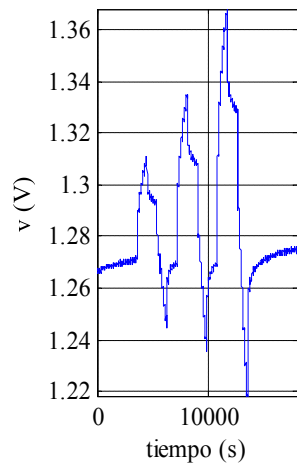
(d) Pb-Ac Gel 20 %



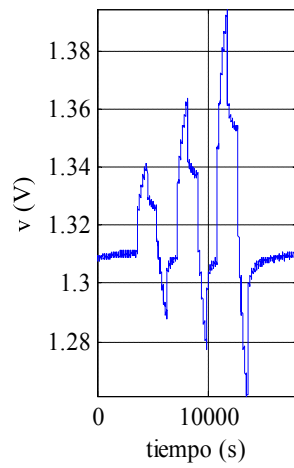
(e) Pb-Ac Gel 50 %



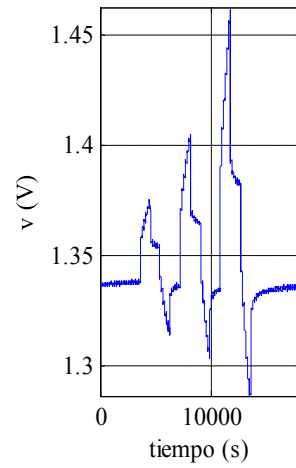
(f) Pb-Ac Gel 80 %



(g) Ni-Cd 20 %



(h) Ni-Cd 50 %



(i) Ni-Cd 80 %

Figura A.16.: Ensayos de evaluación del modelo indicando el estado de carga inicial para las celdas Pb-Ac AGM, Pb-Ac Gel y Ni-Cd

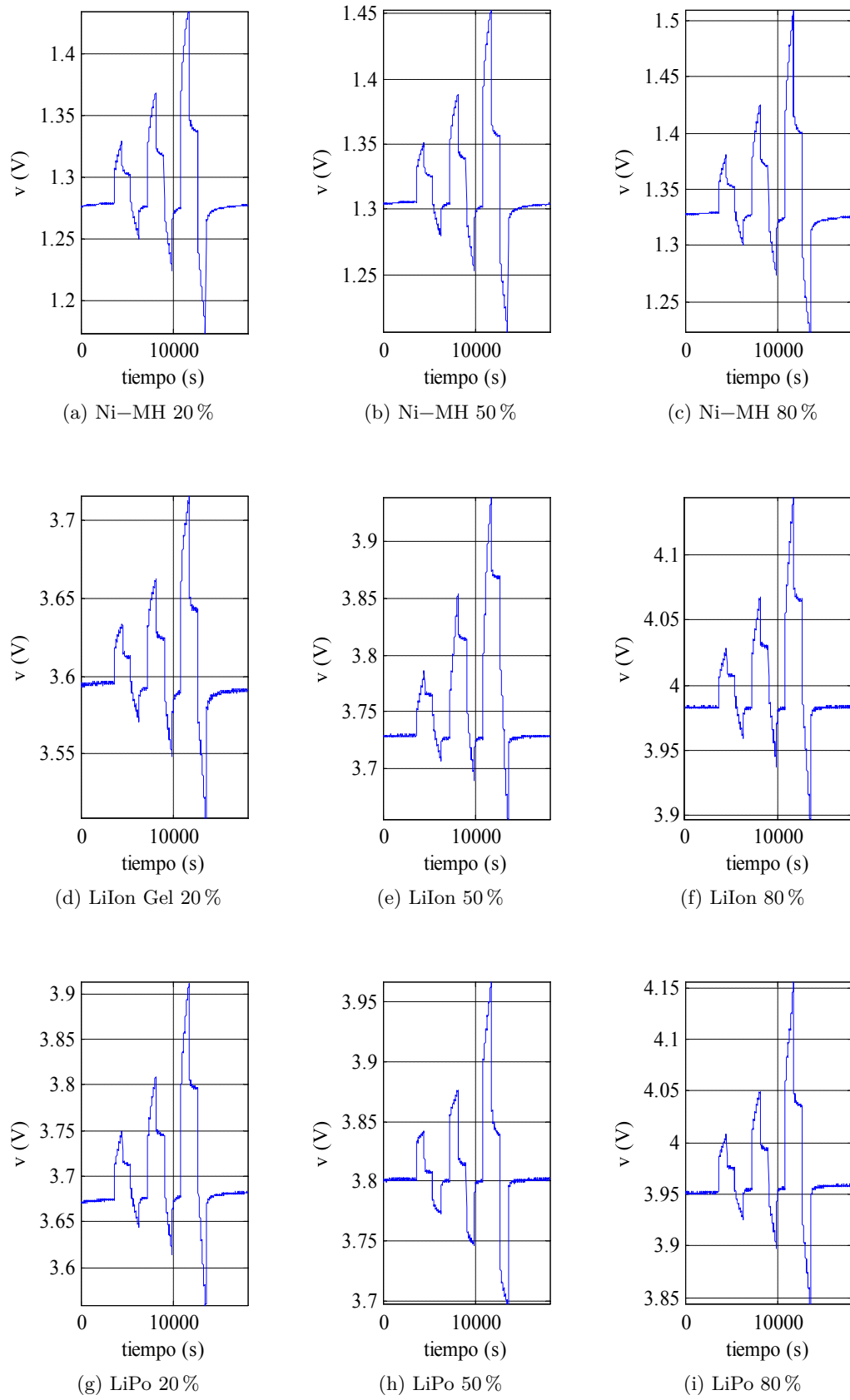


Figura A.17.: Ensayos de evaluación del modelo indicando el estado de carga inicial para las celdas Ni-MH, LiIon y LiPo

# Bibliografía

- [1] T. B. Reddy and D. Linden, *Linden's Handbook of Batteries*, fourth ed ed. New York: McGraw-Hill, 2011.
- [2] S. Lukic, J. Cao, R. Bansal, F. Rodriguez, and A. Emadi, "Energy Storage Systems for Automotive Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 6, pp. 2258–2267, Jun. 2008.
- [3] S. Vazquez, S. Lukic, E. Galvan, L. Franquelo, and J. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [4] J. Dixon, "Energy storage for electric vehicles," in *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2010, pp. 20–26.
- [5] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices," *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, Nov. 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencemag.org/content/334/6058/928>
- [6] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>
- [7] T. Dragicevic, J. Guerrero, J. Vasquez, and D. Skrlec, "Supervisory Control of an Adaptive-Droop Regulated DC Microgrid With Battery Management Capability," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 2, pp. 695–706, Feb. 2014.
- [8] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, Aug. 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001664>
- [9] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, and G. Linhofer, "Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems," in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, Oct. 2006, pp. 2206–2211.

- [10] R. A. Huggins, *Energy Storage*, first ed. ed. New York: Springer, Sep. 2010.
- [11] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002642>
- [12] D. A. Skoog, D. M. West, and F. J. Holler, *Fundamentos de química analítica*, 9th ed. Cengage Learning, 2015.
- [13] M. Winter and R. J. Brodd, “What Are Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors?” *Chemical Reviews*, vol. 104, no. 10, pp. 4245–4270, Oct. 2004. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1021/cr020730k>
- [14] M. Chen and G. Rincon-Mora, “Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, Jun. 2006.
- [15] M. García-Plaza, D. Serrano-Jiménez, J. Eloy-García Carrasco, and J. Alonso-Martínez, “A Ni–Cd battery model considering state of charge and hysteresis effects,” *Journal of Power Sources*, vol. 275, pp. 595–604, Feb. 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314018576>
- [16] G. D. Short and E. Bishop, “Concentration Overpotentials on Antimony Electrodes in Differential Electrolytic Potentiometry,” *Analytical Chemistry*, vol. 37, no. 8, pp. 962–967, Jul. 1965. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1021/ac60227a003>
- [17] J. Gate, *Rechargeable Batteries Applications Handbook*. Newton: Newnes, 1998. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750670067500000>
- [18] V. Rao, G. Singhal, A. Kumar, and N. Navet, “Battery model for embedded systems,” in *18th International Conference on VLSI Design, 2005*, Jan. 2005, pp. 105–110.
- [19] C. Chiasserini and R. Rao, “Energy efficient battery management,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 19, no. 7, pp. 1235–1245, Jul. 2001.
- [20] T. Kim and W. Qiao, “A Hybrid Battery Model Capable of Capturing Dynamic Circuit Characteristics and Nonlinear Capacity Effects,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp. 1172–1180, Dec. 2011.

- [21] Y. Cheng, H. Zhang, Q. Lai, X. Li, Q. Zheng, X. Xi, and C. Ding, "Effect of temperature on the performances and in situ polarization analysis of zinc-nickel single flow batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 249, pp. 435–439, Mar. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313017813>
- [22] D. Linden and T. B. Reddy, *Handbook of Batteries*, third ed ed. New York: McGraw-Hill, 2002.
- [23] P. T. Moseley, J. Garche, C. D. Parker, and D. A. J. Rand, *Valve-Regulated Lead-Acid Batteries*. Elsevier, Feb. 2004.
- [24] Ralph J. Brodd, "Recent developments in batteries for portable consumer electronics applications," *The Electrochemical Society Interface*, vol. 8, pp. 20–24, 1999.
- [25] J. Jiang, Q. Liu, C. Zhang, and W. Zhang, "Evaluation of Acceptable Charging Current of Power Li-Ion Batteries Based on Polarization Characteristics," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 12, pp. 6844–6851, Dec. 2014.
- [26] D. Andrea, *Battery Management Systems for Large Lithium Ion Battery Packs*. Artech House, 2010.
- [27] S. Piller, M. Perrin, and A. Jossen, "Methods for state-of-charge determination and their applications," *Journal of Power Sources*, vol. 96, no. 1, pp. 113–120, Jun. 2001. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775301005602>
- [28] W. Waag, C. Fleischer, and D. U. Sauer, "Critical review of the methods for monitoring of lithium-ion batteries in electric and hybrid vehicles," *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 321–339, Jul. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314002572>
- [29] Y. He, X. Liu, C. Zhang, and Z. Chen, "A new model for State-of-Charge (SOC) estimation for high-power Li-ion batteries," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 808–814, Jan. 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912006058>
- [30] V. Pop, H. J. Bergveld, P. H. L. Notten, and P. P. L. Regtien, "State-of-the-art of battery state-of-charge determination," *Measurement Science and Technology*, vol. 16, no. 12, pp. R93–R110, Dec. 2005. [Online]. Available: <http://iopscience.iop.org/0957-0233/16/12/R01>

- [31] D. U. Sauer, E. Karden, B. Fricke, H. Blanke, M. Thele, O. Bohlen, J. Schiffer, J. B. Gerschler, and R. Kaiser, “Charging performance of automotive batteries—An underestimated factor influencing lifetime and reliable battery operation,” *Journal of Power Sources*, vol. 168, no. 1, pp. 22–30, May 2007. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306024487>
- [32] M. Garcia-Plaza, J. Eloy-Garcia Carrasco, and J. Alonso-Martinez, “State of charge estimation model for Ni-Cd batteries considering capacity and efficiency,” in *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2015.
- [33] D. Doerffel and S. A. Sharkh, “A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 155, no. 2, pp. 395–400, Apr. 2006. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305007093>
- [34] W. Peukert, “Über die Abhängigkeit der Kapazität von der Entladestromstärke bei Bleiakкумуляtoren,” *Elektrotechnische Zeitschrift*, vol. 18, pp. 287–288, Jan. 1897.
- [35] Y. Yamaguchi, M. Shiota, M. Hosokawa, Y. Nakayama, N. Hirai, and S. Hara, “Study of charge acceptance for the lead-acid battery through in situ EC-AFM observation — influence of the open-circuit standing time on the negative electrode,” *Journal of Power Sources*, vol. 102, no. 1–2, pp. 155–161, Dec. 2001. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775301007947>
- [36] M. Thele, J. Schiffer, E. Karden, E. Surewaard, and D. Sauer, “Modeling of the charge acceptance of lead-acid batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 168, no. 1, pp. 31–39, May 2007. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775306024505>
- [37] W. H. Zhu, Y. Zhu, Z. Davis, and B. J. Tatarchuk, “Energy efficiency and capacity retention of Ni-MH batteries for storage applications,” *Applied Energy*, vol. 106, pp. 307–313, Jun. 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912009075>
- [38] H. Budde-Meiwes, D. Schulte, J. Kowal, D. U. Sauer, R. Hecke, and E. Karden, “Dynamic charge acceptance of lead-acid batteries: Comparison of methods for conditioning and testing,” *Journal of Power Sources*, vol. 207, pp. 30–36,

- Jun. 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775311024669>
- [39] G. L. Plett, "Part1. Background. Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs," *Journal of Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 252–261, Aug. 2004. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775304003593>
- [40] —, "Part2. Modeling and identificationExtended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs." *Journal of Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 262–276, Aug. 2004. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877530400360X>
- [41] —, "Part3. State and parameter estimation. Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs." *Journal of Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 277–292, Aug. 2004. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775304003611>
- [42] Z. Chen, S. Qiu, M. Masrur, and Y. Murphey, "Battery state of charge estimation based on a combined model of Extended Kalman Filter and neural networks," in *International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, 2011, pp. 2156–2163.
- [43] V. Prajapati, H. Hess, E. William, V. Gupta, M. Huff, M. Manic, F. Rufus, A. Thakker, and J. Govar, "A literature review of state of-charge estimation techniques applicable to lithium poly-carbon monoflouride (LI/CFx) battery," in *India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, Jan. 2011, pp. 1–8.
- [44] X. Feng, H. B. Gooi, and S. X. Chen, "An improved lithium-ion battery model with temperature prediction considering entropy," in *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, Oct. 2012, pp. 1–8.
- [45] H. He, R. Xiong, H. Guo, and S. Li, "Comparison study on the battery models used for the energy management of batteries in electric vehicles," *Energy Conversion and Management*, vol. 64, pp. 113–121, Dec. 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890412001987>
- [46] K. S. Ng, C.-S. Moo, Y.-P. Chen, and Y.-C. Hsieh, "Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries," *Applied Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1506–1511, Sep. 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261908003061>

- [47] Y. Shen, “Adaptive online state-of-charge determination based on neuro-controller and neural network,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 5, pp. 1093–1098, May 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890409005214>
- [48] M. Verbrugge and E. Tate, “Adaptive state of charge algorithm for nickel metal hydride batteries including hysteresis phenomena,” *Journal of Power Sources*, vol. 126, no. 1–2, pp. 236–249, Feb. 2004. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877530301005X>
- [49] L. Gao, S. Liu, and R. Dougal, “Dynamic lithium-ion battery model for system simulation,” *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, vol. 25, no. 3, pp. 495–505, Sep. 2002.
- [50] J. Zhang, S. Ci, H. Sharif, and M. Alahmad, “An enhanced circuit-based model for single-cell battery,” in *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Feb. 2010, pp. 672–675.
- [51] —, “Modeling Discharge Behavior of Multicell Battery,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 4, pp. 1133–1141, Dec. 2010.
- [52] A. Seaman, T.-S. Dao, and J. McPhee, “A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation,” *Journal of Power Sources*, vol. 256, pp. 410–423, Jun. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314000810>
- [53] S. Abu-Sharkh and D. Doerffel, “Rapid test and non-linear model characterisation of solid-state lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 130, no. 1–2, pp. 266–274, May 2004. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775303011455>
- [54] D. Andre, M. Meiler, K. Steiner, C. Wimmer, T. Soczka-Guth, and D. U. Sauer, “Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. I. Experimental investigation,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5334–5341, Jun. 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775311000681>
- [55] I. E. Commission, “Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes. Vented nickel-cadmium prismatic rechargeable single cells.” vol. IEC 60623:2001, 2001.



- [56] J. Diaz, J. Martin-Ramos, A. Pernia, F. Nuno, and F. Linera, "Intelligent and universal fast charger for Ni-Cd and Ni-MH batteries in portable applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 51, no. 4, pp. 857–863, Aug. 2004.
- [57] M. Thele, O. Bohlen, D. U. Sauer, and E. Karden, "Development of a voltage-behavior model for NiMH batteries using an impedance-based modeling concept," *Journal of Power Sources*, vol. 175, no. 1, pp. 635–643, Jan. 2008. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775307015625>
- [58] J. Kowal, J. Gerschler, C. Scha?per, T. Schoenen, and D. Sauer, "Efficient battery models for the design of EV drive trains," in *14th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, Sep. 2010, pp. S11–31–S11–38.
- [59] M. Dubarry, N. Vuillaume, and B. Y. Liaw, "From single cell model to battery pack simulation for Li-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 186, no. 2, pp. 500–507, Jan. 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775308019411>
- [60] A. Jossen, "Fundamentals of battery dynamics," *Journal of Power Sources*, vol. 154, no. 2, pp. 530–538, Mar. 2006. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305014321>
- [61] S. Buller, M. Thele, R. De Doncker, and E. Karden, "Impedance-based simulation models of supercapacitors and Li-ion batteries for power electronic applications," in *38th IAS Annual Meeting. Record of the Industry Applications Conference.*, vol. 3, Oct. 2003, pp. 1596–1600.
- [62] X. Hu, S. Li, and H. Peng, "A comparative study of equivalent circuit models for Li-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 198, pp. 359–367, Jan. 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775311019628>
- [63] D. Andre, M. Meiler, K. Steiner, H. Walz, T. Soczka-Guth, and D. U. Sauer, "Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. II: Modelling," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5349–5356, Jun. 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775310012942>
- [64] L. Gagneur, C. Forgez, and A. Franco, "Lithium-ion state of charge observer with open circuit voltage hysteresis model," in *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, Sep. 2013, pp. 1–7.

- [65] K. P. Ta, “Proton Intercalation Hysteresis in Charging and Discharging Nickel Hydroxide Electrodes,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 146, no. 8, pp. 2769–2779, 1999. [Online]. Available: <http://jes.ecsdl.org/content/146/8/2769.full.pdf+html>
- [66] V. Srinivasan, J. W. Weidner, and J. Newman, “Hysteresis during Cycling of Nickel Hydroxide Active Material,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 148, no. 9, pp. A969–A980, Jan. 2001. [Online]. Available: <http://jes.ecsdl.org/content/148/9/A969>
- [67] F. Xuyun and S. Zechang, “A battery model including hysteresis for State-of-Charge estimation in Ni-MH battery,” in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08*, Sep. 2008, pp. 1–5.
- [68] D. Doerffel, “Testing and characterisation of large high-energy lithium-ion batteries for electric and hybrid electric vehicles (Ph.D. thesis),” Ph.D. dissertation, University of Southampton, Mar. 2007. [Online]. Available: <http://eprints.soton.ac.uk/47951/>
- [69] K. Takano, K. Nozaki, Y. Saito, A. Negishi, K. Kato, and Y. Yamaguchi, “Simulation study of electrical dynamic characteristics of lithium-ion battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 90, no. 2, pp. 214–223, Oct. 2000. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775300004134>
- [70] E. Zabala, A. Rubio, M. Fernandez, and J. Á. Alzola, “Vehicle Characterization for Smart Charging and V2g strategies,” in *World Electric Vehicle Journal*, vol. 4, Shenzhen, China, Nov. 2010, pp. 733–744.
- [71] I. E. Commission, “General purpose lead-acid batteries (valve-regulated types). Part 1: General requirements, functional characteristics. Methods of test.” vol. IEC 61056-1:2012, 2012.
- [72] —, “Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes. Portable sealed rechargeable single cells. Part 1: Nickel-cadmium,” vol. IEC 61951-1:2013, 2013.
- [73] —, “Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes. Safety requirements for portable sealed secondary cells, and for batteries made from them, for use in portable applications.” vol. IEC 62133:2012, 2012.
- [74] M. U. Cuma and T. Koroglu, “A comprehensive review on estimation strategies used in hybrid and battery electric vehicles,” *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 517–531, Feb. 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008727>
- [75] F. Sun, R. Xiong, H. He, W. Li, and J. E. E. Aussems, “Model-based dynamic multi-parameter method for peak power estimation of lithium-ion batteries,” *Applied Energy*, vol. 96, pp. 378–386, Aug. 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912001626>
- [76] G. Plett, “High-performance battery-pack power estimation using a dynamic cell model,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 53, no. 5, pp. 1586–1593, Sep. 2004.
- [77] *PNGV Battery Test Manual*, Revision 3 ed. U.S. Department of Energy, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, 2001. [Online]. Available: [http://avt.inel.gov/battery/pdf/pngv\\_manual\\_rev3b.pdf](http://avt.inel.gov/battery/pdf/pngv_manual_rev3b.pdf)
- [78] L. Pei, C. Zhu, T. Wang, R. Lu, and C. C. Chan, “Online peak power prediction based on a parameter and state estimator for lithium-ion batteries in electric vehicles,” *Energy*, vol. 66, pp. 766–778, Mar. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421400142X>
- [79] R. Xiong, H. He, F. Sun, X. Liu, and Z. Liu, “Model-based state of charge and peak power capability joint estimation of lithium-ion battery in plug-in hybrid electric vehicles,” *Journal of Power Sources*, vol. 229, pp. 159–169, May 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312018253>
- [80] W. Waag, C. Fleischer, and D. U. Sauer, “Adaptive on-line prediction of the available power of lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 242, pp. 548–559, Nov. 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313009014>
- [81] F. Sun, R. Xiong, and H. He, “Estimation of state-of-charge and state-of-power capability of lithium-ion battery considering varying health conditions,” *Journal of Power Sources*, vol. 259, pp. 166–176, Aug. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314002882>
- [82] S. Lukic, S. Wirasingha, F. Rodriguez, J. Cao, and A. Emadi, “Power Management of an Ultracapacitor/Battery Hybrid Energy Storage System in an HEV,” in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2006. VPPC '06*, Sep. 2006, pp. 1–6.
- [83] L. D. Mears, H. L. Gotschall, T. Key, and H. Kamath, “EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications,” EPRI and U. S.

- Department of Energy, Palo Alto, California and Washington, DC, Tech. Rep., Dec. 2003. [Online]. Available: <http://www.sandia.gov/ess/publications/ESHB%201001834%20reduced%20size.pdf>
- [84] “Energy Storage. Keeping smart grids in balance.” ABB, ABB Ltd P.O. Box 8131 CH-8050 Zurich Switzerland, Tech. Rep., 2012. [Online]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/pdf/ABB%20Energy%20Storage%E2%80%9A%20Overview.pdf>
- [85] P. Butler, J. L. Miller, and P. A. Taylor, “Energy Storage Opportunities Analysis Phase II Final Report A Study for the DOE Energy Storage Systems Program,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, Tech. Rep. SAND2002-1314, May 2002. [Online]. Available: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2002-1314.pdf>
- [86] J. Iannucci, J. Eyer, and B. Erdman, “Innovative applications of energy storage in a restructured electricity marketplace phase III final report,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, Tech. Rep., Mar. 2005. [Online]. Available: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2003/032546.pdf>
- [87] A. A.Akhil, G. Huff, A. B.Currier, B. C. Kau, M. Rastler, S. B ingqing Chen, L. Cotter, T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett, “DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, Tech. Rep., Jul. 2013. [Online]. Available: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-5131.pdf>
- [88] J. Eyer and G. Corey, “Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, Tech. Rep., Feb. 2010. [Online]. Available: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2010-0815.pdf>
- [89] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 120, Part A, pp. 59–80, Jan. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024813004145>
- [90] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renewable*

- and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112000305>
- [91] C. Hill, M. Such, D. Chen, J. Gonzalez, and W. Grady, “Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 850–857, Jun. 2012.
- [92] X. Li, D. Hui, and X. Lai, “Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464–473, Apr. 2013.
- [93] H. Fakham, D. Lu, and B. Francois, “Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator for Load-Following Applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 85–94, Jan. 2011.
- [94] J. Marcos, O. Stork  l, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control,” *Solar Energy*, vol. 99, pp. 28–35, Jan. 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13004672>
- [95] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, and K. Nakamura, “Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, Jun. 2009.
- [96] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo, “Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control,” *Solar Energy*, vol. 111, pp. 332–343, Jan. 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14005258>
- [97] T. Hund, S. Gonzalez, and K. Barrett, “Grid-Tied PV system energy smoothing,” in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2010, pp. 002 762–002 766.
- [98] O. Lavrova, F. Cheng, S. Abdollahy, H. Barsun, A. Mammoli, D. Dreisigmayer, S. Willard, B. Arellano, and C. van Zeyl, “Analysis of battery storage utilization for load shifting and peak smoothing on a distribution feeder in New Mexico,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1–6.
- [99] A. Even, J. Neyens, and A. Demouselle, “Peak shaving with batteries,” in *12th International Conference on Electricity Distribution, 1993. CIRED*, May 1993, pp. 5.17/1–5.17/6 vol.5.

- [100] B. Aksanli, T. Rosing, and E. Pettis, “Distributed battery control for peak power shaving in datacenters,” in *Green Computing Conference (IGCC), 2013 International*, Jun. 2013, pp. 1–8.
- [101] J. Leadbetter and L. Swan, “Battery storage system for residential electricity peak demand shaving,” *Energy and Buildings*, vol. 55, pp. 685–692, 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778812004896>
- [102] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, “Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, Jul. 2011.
- [103] Jaime Alonso-Martínez de las Morenas, “Control Directo de Potencia para Conexión a Red de Generadores Fotovoltaicos,” Ph.D. dissertation, Universidad Carlos III, Leganés, España, Jun. 2010.
- [104] Joaquín Eloy-García Carrasco, “Control Directo de Potencia de Convertidores Electrónicos Conectados a la Red,” Ph.D. dissertation, Universidad Carlos III, Leganés, España, Jul. 2007.